

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация разработки месторождений нефтяными оторочками

УДК 622.276(470.45)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Маас Йоханнес		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Чернова О.С.	к.г.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова О.С.	к.г.-м.н, доцент		

Томск – 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
(специальность)
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ГРНМ

 Чернова О.С.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Маас Йоханнес

Тема работы:

Оптимизация разработки месторождений с нефтяными оторочками

Утверждена приказом директора (дата, номер)	24.07.2017 №6174/С
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в</i>	Проектные и нормативные документы, отчеты, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
---	--

плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).		
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).		Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		Рисунки: 1-24, таблицы: 1-8
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Белозеров В.Б	
Социальная ответственность	Доцент Мищенко М.В.	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
-		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.06.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
				28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Маас Йоханнес		28.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Маас Йоханнес

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Эксплуатационные затраты
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги НДС и НДСП, Ставка дисконтирования 10 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Экономические расчеты затрат и прибыли от внедрения различных способов решения исходной проблемы
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ целесообразности применения различных методов решения проблемы
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительная характеристика

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.06.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Маас Йоханнес		28.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Маас Йоханнес

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:		
1.	<p><i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>Рабочая зона – объекты месторождения X</i> <i>Вредные факторы - метеоусловия, вредные вещества, освещение, электромагнитные поля.</i> <i>Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления.</i> <i>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</i> <i>Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы, химические отравления</i></p>
2.	<p><i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-технические документы, принятые в РН-УфаНИПИнефть «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:		
1.	<p><i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p>	<p><i>Неправильное использование вредных реагентов может стать причиной</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>химического отравления организма человека</p> <p>Безопасное использование растворителей подразумевает использование средств индивидуальной защиты и коллективной защиты</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Пожароопасность, взрывоопасность, ГНВП, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Расчет количества вредных веществ, поступающих в атмосферный воздух.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможные ЧС на объектах месторождения L: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p> <p>Меры по предупреждению химических отравлений</p> <p>Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p> <p>Организация работ с органическими растворителями.</p>

– <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i>	
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.т.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Маас Йоханнес		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 78 с., 16 рис., 8 табл.,
31 источников, 0 прил.

Ключевые слова: AICD, оптимизация, разработка месторождения, нефтяные оторочки, оптимизация положения скважин, ГНК, ВНК, обводненность, коэффициент извлечения нефти, горизонтальные скважины

Объектом исследования является (ются) Подбор оптимального положения скважин относительно ГНК и ВНК, выбор конфигурации заканчивания горизонтальных скважин с AICD

Цель работы – Подобрать оптимальную конфигурацию новых горизонтальных скважин для увеличения коэффициента извлечения нефти, и найти наилучшую позицию скважины относительно ГНК и ВНК для избежания конусообразования

В процессе исследования проводились Аналитические расчеты для выбора положения скважины, на гидродинамической модели проводились расчеты для подбора конфигурации AICD и положения скважины

В результате исследования получено что применение AICD увеличивает срок безводной работы скважины по сравнению с открытым стволом, позволяет контролировать обводненность скважин, тем самым увеличивается КИН. Наилучшее положение горизонтального ствола с AICD ближе к ГНК

Степень внедрения: В будущем планируется внедрение технологии AICD на месторождении

Область применения: месторождения в которых есть газовая шапка и активный аквифер, и есть большой риск прорыва воды и газа в добывающие скважины

Экономическая эффективность/значимость работы Применение технологии AICD позволяет получить больший NPV проекта по сравнению с вариантом заканчивания скважин с открытым стволом

В будущем планируется внедрить технологию AICD на месторождении и после проанализировать фактически полученные данные с расчетными

Abstract

The aim of the Individual Project with the topic “Proposal of Improved Development Methods for oil field X” is to analyze new and improved methods for a more efficient development strategy for an existing very thin oil-rim (4-7m) reservoirs. The driver for this project has been an increasing number of emerging high water-cuts wells in oil field X, which are related to an inappropriate thin oil-rim reservoir development strategy. After it turned out that conventional IOR and EOR methods for already existing production wells have only a low chance of success, the operator is considering drilling an additional horizontal well to improve the recovery factor of the reservoir. As gas and water coning is one of the main issues in this oil field, the new development strategy aims for the application of a new well and especially completion design to mitigate the already mentioned and other risk factors. Therefore, the main task of this thesis will be an elaboration of several optimization methods which are already used in other oil fields to mitigate water coning in oil-rim reservoirs. This will be followed by a development of a detailed recommendation of the best oil-rim exploitation strategy in respect to the specific reservoir conditions at the end of the thesis. To accomplish an ideal development strategy for the mentioned case, the project report will describe each step, which is used to solve the problem.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ	13
ВВЕДЕНИЕ.....	14
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	16
ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	32
ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	33
МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ	48
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	65
ECONOMICS.....	66
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
ЛИТЕРАТУРА.....	77

СОКРАЩЕНИЯ

ГТМ

ГИС

ГРП

ГТМ

PVT

КИН

FMI

ННТ

СН_иП

НМУ

ГОСТ

ВВЕДЕНИЕ

В течение последних нескольких десятилетий разработка нефтяных оторочек считалась нерентабельной, поскольку сопровождалась высокими проектными рисками в связи с относительно небольшими этажами нефтеносности и сложным процессом вытеснения. Эффективная толщина пласта в таких зонах обычно «зажата» между активным водоносным слоем и газовой шапкой, что создает высокую вероятность возникновения осложнений во время добычи воды и газа на ранней стадии разработки месторождения, включая большой риск обводнения и загазовывания. В связи с низким коэффициентом извлечения нефти (КИН), характерного в основном для нефтяных оторочек, исследование экономической рентабельности позволило, если можно так сказать, обосновать применение наиболее дешевых и простых технологий бурения и схем оснащения скважины, которые сегодня приносят больше вреда, чем пользы, если говорить об их использовании на завершающем этапе эксплуатации месторождения.

Проекты разработки нефтяных оторочек снова стали приоритетными благодаря совершенствованию технологий горизонтального бурения. Но, как становится очевидно на опыте разработки любых новых технологий, эксплуатации горизонтальных скважин сопутствует ряд специфических проблем. К примеру, горизонтальное бурение тонкого насыщенного пласта при помощи только роторных буровых установок может быть очень рискованным для реализации вертикальных и даже горизонтальных траекторий скважины. Это особенно важно для бурения тонких нефтяных оторочек, поскольку даже небольшое отверстие, соединяющее нефтяной слой с верхней газовой шапкой или низ лежащим водоносным слоем, может сильно повлиять на дальнейшую добычу нефти. Однако трудности разработки нефтяных оторочек связаны не только с применением определенных технологий бурения и выбором идеальной траектории скважины. Не менее важно само оснащение скважины. Движение фронта скважины от «носки» к «пятке» является основной причиной неравномерного понижения уровня воды в горизонтальном разрезе и может сказываться отрицательным образом на характеристиках горизонтальной скважины и её оснащённости.

Растущая осведомленность о спаде в добыче легкодоступной нефти наряду с потребностью в более эффективных концепциях разработки месторождений ввиду понижения цен на нефть с 2014г могли спровоцировать переосмысление концепции разработки нефтяных оторочек. Новая тенденция к устойчивому развитию также стала причиной распространения так называемых «целевых» технологий. В частности, в рамках проектов разработки месторождений с низким коэффициентом ROI, применение таких технологий представляется

чрезвычайно важным для исключения риска нереализации проекта ввиду неожиданного возникновения технических проблем, только две из которых были описаны выше. В связи с этим, необходимым этапом для дальнейшей успешной разработки нефтяных оторочек является интеграция новых инновационных и, что важнее, устойчивых технических концепций, как, например, применение роторных управляемых систем и «умных» технологий разработки и эксплуатации скважины в виде новых распределительных клапанов и автономных устройств контроля притока. Успешное применение устройств контроля притока в рамках предыдущих проектов разработки месторождений повлекло за собой подробное изучение работы таких устройств. Тем не менее, на сегодняшний день вопрос состоит в том, какое оснащение скважины и какие конфигурации устройств контроля притока окажутся наиболее эффективными в конкретных условиях эксплуатации.

Представленная информация о месторождении, а также текущий план разработки, включающий технические данные, будут использованы для анализа и выбора наиболее перспективных стратегий оптимизации. Далее, на гидродинамической модели будет смоделирован и осуществлен отбор возможных методов исследования и разработки.

В настоящем исследовании подробно изучены наиболее распространенные проблемы разработки (тонких) нефтяных оторочек во всем мире. Также в целях разработки новых технологических «целевых» стратегий в конкретных геологических условиях рассмотрены попытки решения данных проблем на основе соответствующих фундаментальных методов.

Исследование содержит аналитическую часть, в которой делается попытка определить оптимальную схему оснащения скважины, при этом особое внимание уделяется способам наиболее эффективного использования устройств контроля притока при эксплуатации скважины, а также повышению коэффициента извлечения нефти. После тщательного изучения результатов применения аналитического и численного подхода, данные классифицируются согласно геологическим и технологическим рискам и факторам неопределенности, а также экономической рентабельности. В заключении представлено подробное описание наиболее оптимальной стратегии разработки нефтяных оторочек, рекомендуемой к использованию в условиях конкретного месторождения, определенных для данного Индивидуального проекта.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

На протяжении последних лет нефтяная компания W реализовала четыре проекта разработки месторождений, среди которых самым важным в контексте капитальных вложений и объема углеводородов оказалось нефтяное месторождение X. Был определен геологический риск, а также обсуждена поэтапная реализация проекта. Тем не менее, учитывая масштабы месторождения, группа разработчиков приняла решение, что риск будет минимальным, и, следовательно, проект подлежит реализации. В связи с этим, в настоящей главе будут подробно рассмотрены геологические условия нефтяного месторождения X, чтобы создать более полное представление о круге проблем, с которыми столкнулись разработчики месторождения за последние 2 года. В конце главы будут детально представлены варианты решения возникших проблем.

Общие сведения о месторождении

Месторождение X расположено на территории Камышинского и Котовского районов Волгоградской области в северной части II лицензионного участка ООО на площади X.

Ближайшими населёнными пунктами являются г. Котово, поселки Мокрая Ольховка, Новоалексеевка. Ближайшая железнодорожная станция – Лапшинская – является крупной базой материально-технического снабжения нефтяной отрасли области. В геоморфологическом отношении район расположен на водораздельном пространстве между рек Медведица и Иловля (Приволжская возвышенность). Рельеф поверхности овражно-балочного типа. Рельефообразующие породы – глины, суглинки, пески юрского, мелового и четвертичного возрастов.

Климат района континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. Средняя температура января -11°C , июля $+23^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков 320-350 мм. Глубина промерзания грунта достигает 15 см. Преимущественное направление ветров зимой северо-восточное, летом - юго-восточное со скоростью от 3,1 до 4,2 м/с, реже до 28 м/с.

Ландшафт местности степной без лесных массивов. Древесная растительность присутствует по долинам рек, оврагов и в лесополосах. Продолжительность теплого безморозного периода колеблется от 160 до 250 дней. Снежный покров появляется в середине ноября – начале декабря и носит неустойчивый характер. Высота его достигает 50-80 см. Снеготаяние начинается в конце марта - начале апреля.

Большая часть площади занята сельскохозяйственными угодьями. Основными полезными ископаемыми в районе являются нефть, газ, конденсат. Из строительных материалов в большом количестве встречаются известняки, мел и песчаники.

Юго-западнее месторождения расположено Коробковское нефтегазоконденсатное, к югу и юго-востоку – Южно-Уметовское газонефтяное, Веселовское нефтяное месторождения.

Рис. 1 Обзорная схема района расположения месторождения X



Геологическая характеристика

В сороковых годах двадцатого столетия на территории Волгоградского Поволжья были проведены геологическая и аэрогеологическая съемки масштаба 1:200 000. С 1995-2005 гг. сейсморазведочными работами МОГТ-2D, была выявлена положительная структура X по поверхности тульского горизонта. В 1995-1996 гг. В пределах структуры отработано 11

сейсмопрофилей общей протяженностью 186 км. Позднее, в апреле-июне 2006 г., проведены электроразведочные работы и выполнена гравirazведка.

Для подготовки структуры X по кровле бобриковских отложений в пределах второго лицензионного участка была выполнена переобработка данных прошлых лет (1995, 2000, 2003 гг.) и материалов 2006 г. Обработка выполнялась ООО После переобработки 2007 г., с целью изучения сводовой части залежи, была пробурена поисковая скважина 6, которая и стала первооткрывательницей газонефтяного месторождения X.

В 2011 году на площади месторождения проведена геофизическая съемка недр сейсмическим методом 3D-МОГТ (площадь работ 99,76 км²). На данный момент в пределах месторождения X пробурено: две поисковые скважины – 1 и 6, две разведочные – 7 (7ПС) и 8 и две эксплуатационные – 111 и 112. Скважина № 1 ликвидирована, как выполнившая геологическое задание, в скв.7 ликвидирован пилотный ствол.

Бурение скважин осуществлялось по техническим проектам на строительство, в которых предусмотрено проведение в скважинах всего комплекса геологических, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований (таблица 2.1). На месторождении X по отложениям тульского, бобриковского горизонта и турнейского яруса с отбором керна пройдено 61,7 м (скв.6 и 7), линейный вынос керна составил 59,9 м или 97,1%.

По продуктивной части бобриковского горизонта проходка колонковым долотом составила 30,5 м, вынос керна составил 29,2 м или 95,7%, что достаточно для литологической характеристики коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств по результатам исследования керна (таблица 2.2). Анализы образцов керна и шлама: литолого-петрографический, биостратиграфический, химический, петрофизический, геохимический и др. выполнялись в лабораториях ООО.

Таблица 1: Стандартные исследования керна из скважин месторождения X

Индекс пласта (часть пласта), насыщение, зона	Пористость, (Кп), %					Проницаемость, (Кпр), *10 ⁻³ мкм ²				Остаточная водонасыщенность, %				Количество скважин по видам анализов		
	Эффективная толщина (Етф)	Количество анализов, шт.	Значение			Количество анализов, шт.	Значение			Количество анализов, шт.	Значение			Кп	Кпр	Кво
			минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
Бобриковский горизонт	10.2	54	1	22.6	17.8	38	0.01	2274.6	758.38	24	5.4	78.9	14.2	2	2	2

Стратиграфия

В геологическом строении II лицензионного участка ООО принимают участие отложения различного возраста. На докембрийском кристаллическом фундаменте залегают породы палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп.

Наиболее древними породами осадочного чехла являются палеозойские нерасчлененные отложения силурийско-нижнедевонского возраста, которые трансгрессивно перекрываются терригенными образованиями средне-верхнедевонского возраста в составе эйфельского, живетского и нижнего подъяруса франского ярусов.

Характеристика разреза для рассматриваемой территории до верхнедевонских отложений представлена по данным геолого-геофизических результатов бурения скважин на площади X, для ниже-и-среднедевонских отложений по данным бурения скважины 10 и скважин, пробуренных на Платовской площади. Сводный литолого-стратиграфический разрез приведен на рисунке 2.1.

Палеозойская эратема – Pz

Девонская система (D)

В составе девонской системы выделяют терригенный и карбонатный комплексы. Терригенный комплекс включает отложения от подошвы бииского (ряжского) горизонта, до кровли тиманского (кыновского), и, сложен преимущественно терригенными породами (за исключением мосоловского и клинцовского (морсовского) горизонтов, образованных карбонатными породами) с редкими пропластками известняков (реперные пласты). Пласты-коллекторы приурочены к песчаникам и алевролитам воробьевского, ардатовского и пашийского горизонтов. Карбонатный комплекс включает отложения от кровли тиманского (кыновского) горизонта до кровли озерского (заволжского). Он сложен карбонатными, глинистыми и карбонатно-глинистыми породами. Коллекторами в данном комплексе являются преимущественно рифогенные образования средне – верхнефранского возраста, обладающие превосходными качественными и количественными характеристиками.

Средний отдел (D2)

Средний отдел представлен эйфельским и живетским ярусами.

Эйфельский ярус (D2ef)

Эйфельский ярус снизу-вверх по разрезу представлен верхней частью бийского, клинцовским, мосоловским горизонтами. Поскольку вскрытие подмосоловских отложений проектными скважинами не предусмотрено, их характеристика не приведена.

Мосоловский горизонт представлен известняками серыми, коричневато-серыми, скрыто-мелкокристаллическими и органогенно-детритовыми, с редкими прослоями доломитов скрыто-мелкокристаллических, трещиноватых, на ряде участков (Добринская, Линеvская структуры) они содержат органические постройки типа биогермов и биостромов. Рифовый тип разреза представлен водорослевыми известняками. В верхней части разреза известняки светло-серые, неравномерно глинистые с прослоями мергелей и аргиллитов. Мощность 55-80 м.

Пограничные эйфельско-живетские отложения (D2ef - zv)

Черноярский горизонт. Стратиграфическое положение и объем черноярского горизонта долгое время оставались дискуссионными. В унифицированной схеме 1962-1965 гг. черноярский горизонт, вместе с подстилающими его мосоловским, морсовским, и ряжским горизонтами названы толщами, сопоставлены с афонинским горизонтом западного склона Урала и отнесены к живетскому ярусу. В сводной монографии по девону Волго-Уральской провинции черноярский горизонт принят в объеме афонинского горизонта, который по комплексам фауны и спор отнесен к эйфельскому ярусу [13]. В настоящее время черноярский горизонт сопоставляется с верхней частью афонинского горизонта, охватывающей верхи эйфельского и низы живетского ярусов [14, 15, 16]. Горизонт сложен аргиллитами тёмно-серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, алевритистыми, плотными, с редкими прослоями мергелей, известняков и алевролитов. Мощность 15-40 м.

Живетский ярус (D2zv)

Живетский ярус на рассматриваемой территории подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний. Нижний подъярус включает воробьевский и нижнюю часть ардатовского горизонта. Средний подъярус включает верхнюю часть ардатовского и муллинский горизонты. Отложения воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов сформированы в один цикл седиментации и объединены в старооскольский надгоризонт. В состав верхнего подъяруса входят пашийский горизонт и нижнетиманский подгоризонт, которые вместе с верхнетиманским подгоризонтом сформированы в следующий цикл осадконакопления и объединены в коми надгоризонт.

Старооскольский надгоризонт (D2st)

Воробьевский (D2vb) горизонт литологически представлен аргиллитами с прослоями песчано-алевритовых пород с оолитами шамозита и пласта известняков толщиной более 10 м (воробьевский реперный пласт) в средней части разреза. Песчаники мелкозернистые, кварцевые, интенсивно трещиноватые, пористые, нефтенасыщенные. Известняки органогенно-детритовые, алевритистые, глинистые, с многочисленными органическими остатками, свидетельствующими о формировании данных отложений в прибрежно-морских условиях. Суммарная толщина отложений воробьевского горизонта до 200 м.

Ардатовский (D2ar) согласно залегает на воробьевских отложениях и представлен аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов в нижней и средней частях разреза и пластом реперного известняка (RpD2St) в верхней части. В пределах описываемой площади установлено два песчаных пласта. Наибольшая мощность до 20 м характерна для верхнего песчаного пласта и до 5 м для нижнего. Песчаники сложены кварцевыми разностями. Они обычно белого цвета, мелкозернистые, пятнисто- и послойно-окварцованные, но пористые за счет сохранения первичной пористости. Аргиллиты темно-серые, тонкозернистые, слабо известковистые. Толщина отложений ардатовского горизонта 50 м.

Муллинский (D2ml) горизонт согласно залегает на породах ардатовского горизонта и сложен, в основном, однородной толщей аргиллитов темно-серых с зеленоватым и коричневатым оттенками, тонкодисперсными, местами опесчаненными и алевритистыми. Накопление осадков происходило в условиях начальной фазы регрессии морского бассейна. Толщина муллинского горизонта 60 м.

Коми надгоризонт (D2km)

Пашийский (D2ps) залегает трансгрессивно, с небольшим размывом на образованиях муллинского, реже ардатовского горизонта, и представлен терригенными отложениями преимущественно песчаниками, алевролитами и аргиллитами, переслаивающимися в разрезе, причем мощность и количество прослоев по площади заметно варьирует. Процессы осадконакопления в пашийское время происходили в условиях мелко водного морского бассейна и функционирования аванделъта, особенно это заметно в северной части участка работ (Платовская, площади X), где песчанистость разреза достигает 50%. Верхняя часть горизонта представляет толщу переслаивающихся песчаников кварцевого состава. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, слюдистые, пиритизированные. Аргиллиты, как

правило, сидеритизированные. Нижняя часть горизонта, в основном, представлена песчаниками, часто окварцованными. Толщина отложений пашийского горизонта 160 м.

Тиманский (Кыновский) (D3tm) Характерной особенностью тиманского горизонта является его двучленное строение. Выделенные в разрезе горизонта нижнетиманский и верхнетиманский подгорizontы, достаточно уверенно прослеживающиеся почти на всей территории Волго-Уральской провинции. Для нижнетиманского подгорizontа характерен терригенный алевролито-глинистый состав, для верхнетиманского – карбонатно-глинистый или глинисто-карбонатный. Нижнетиманский подгорizont согласно залегает на подстилающих пашийских отложениях. Сложен зеленовато-серыми и шоколадно-коричневыми аргиллитами с мало-мощными прослоями мергелей, алевроитов и песчаников мелководно морских условий седиментации. Тиманские отложения являются верхним горизонтом «терригенного девона». Толщина отложений тиманского горизонта 40 м.

Франский ярус (D3fr) Франский ярус подразделяется на три подъяруса: нижний, средний и верхний. *Верхнетиманский подгорizont.* В основании подгорizontа залегает карбонатный прослой, а при его расслоении аргиллитами – пачка глинисто-карбонатных пород – «верхнекыновский известняк». Выше залегает однообразная толща зеленых, зеленовато-серых,

и красновато-коричневых аргиллитов с тонкими прослоями известняков, мергелей и сидеритизированных алевролитов. Мощность подгорizontа 40 м.

Российский надгорizont (D3rs)

Саргаевский горizont. В Уметовско-Линевской депрессии и в нижних частях склонов сводов саргаевский горizont согласно залегает на верхнетиманских отложениях. В верхних частях склонов залегает на эрозионной поверхности верхнетиманских (кикинских и арчединских) отложений и представляет собой глинисто-мергельную пачку. Нижняя часть разреза горизонта представлена известняками мощностью 50-60 м тёмно-серыми мелкокристаллическими, средне-микро-зернистыми разностями, битуминозно-глинистыми, участками доломитизированными, органогенно-детритовыми. Верхняя часть разреза представлена аргиллитами тёмно-серыми, мергелями и известняками глинистыми. Мощность горизонта изменяется от 60 до 100 м (в пределах погруженных частей).

Среднефранский подъярус (D3fr2)

Семилукский горизонт (D3sm) на участках распространения рифов (Памятно-Сасовский риф, Кудиновско-Романовский свод) характеризуются однородным разрезом. В условиях развития органогенных построек разрез сложен известняками, в основном светлыми, органогенно-обломочными и биогермными, массивными и строматоктоидными, перекристаллизованными, выщелоченными, каверново-поровыми. В лагунных условиях преобладают глинистые, органогенно-обломочные известняки с прослоями мергелей, аргиллитов и глинистых известняков иногда битуминозных. Мощность 130 м.

Петинский (D3pt) На большей части изученной территории петинский горизонт залегает на эрозионной поверхности семилукского горизонта среднефранского подъяруса. Только в наиболее глубоководных разрезах Уметовско-Линевской депрессии наблюдается согласное залегание этих отложений на семилукских. Впадинный тип разреза петинского горизонта имеет двучленное строение, подразделяясь на нижний и верхний подгорizontы различные по литологическому составу: нижнепетинские слои преимущественно глинистые, верхнепетинские - глинисто-карбонатные.

Нижнепетинский подгорizont представлен мергелями темно-серыми, скрыто- и мелкокристаллическими с тонкими прослоями известняков глинистых, битуминозных, с углефицированным растительным детритом, с единичными раковинами остракод и брахиопод. В подошве петинских слоев, вблизи рифов, отмечаются базальные разновозрастные (семилукско-речицкие) известняковые брекчии.

Верхнепетинский подгорizont сложен мергелями скрыто- и мелкокристаллическими, доломитизированными, скрытотрещиноватыми с прослоями известняков органогенно-детритовых и органогенно-обломочных, сгустково-комковатых, шламоводетритовых, водорослевых с тонкими прослоями мергелей, интенсивно перекристаллизованных, местами окремнелых, микропористых. В условиях отсутствия органогенных построек семилукского возраста, мощность отложений горизонта достигает 250 м. В разрезах рифового типа отложения петинского горизонта повсеместно залегают на эрозионной поверхности семилукского. В нижней части разреза отмечается характерная пачка кварцевых песчаников, алевролитов, аргиллитов известняков. В средней части горизонта отмечаются известняки серые, органогенно-детритовые, органогенно-обломочные, в различной степени доломитизированные. Верхняя часть горизонта представлена известняками водорослевыми, строматопоратовыми, органогенно-обломочными, шламово-детритовыми. Породы этой части разреза интенсивно перекристаллизованы и доломитизированы. Мощность горизонта 85-100 м.

Серпуховский ярус подразделяется на нижний и верхний подъярусы. Нижний подъярус включает тарусский и стешевский горизонты, объединенные в заборьевский надгоризонт. Верхний подъярус включает протвинский и запалтубинский горизонты, объединенные в старобешевский надгоризонт. Ярус сложен литологически однородной толщей известняков светло-серых, серых, микро и разнокристаллических, глинистых. Мощность 45-65 м. Суммарная мощность серпуховско-михайловских отложений 212 м.

Среднекаменноугольный отдел (C2)

Башкирский ярус (C2b)

подразделяется на четыре подъяруса с собственными названиями: сюранский, акавасский, аскынбашский и архангельский. Сюранский подъярус включает вознесенский и краснополянский горизонты, Акавасский подъярус по объему соответствует северо-кельтменскому горизонту. Аскынбашский подъярус соответствует прикамскому горизонту [13].

Сюранско-аскынбашские отложения нерасчлененные (C2sr - as)

представлены совокупным объемом вознесенско-прикамских отложений, сложены известняками в нижней части детритовыми, микрокристаллическими, плотными, глинистыми, прослоями доломитизированными, в верхней части - светло-серыми, белыми, оолитовыми. Мощность 35-75 м. Между нижнебашкирскими и верхнебашкирскими отложениями отмечается стратиграфическое несогласие.

Архангельский подъярус (C2arh)

включает два горизонта: черемшанский и мелекесский, сложен переслаиванием серых, темно-серых песчанистых глин, алевроитов и светло-серых, слоистых песчаников. Мощность 70-95 м. Суммарная мощность отложений башкирского яруса 368 м.

Московский ярус (C2m)

подразделяется на четыре региональных горизонта: верейский, каширский, подольский и мячковский, давших название одноименным подъярусам общей шкалы. *Верейский (C2vr)* горизонт представлен толщей переслаивающихся терригенных пород: глин, алевролитов, песчаников, причем глины преобладают. Глины темно-серые до черных, алевроитистые, с обуглившимися растительными остатками. Песчаники мелкозернистые, серые, глинистые, полимиктовые. Толщина верейского горизонта 194 м. *Каширский (C2ks)* горизонт сложен

известняками светло-серыми, от микро- до крупнокристаллических, прослоями глинистыми, плотными, крепкими, в верхней части с 20-35 метровой пачкой тёмно-серых, плотных глин с прослоями песчаников. Иногда песчаники преобладают. Толщина каширского горизонта 85-125 м.

Подольский (C2pd) горизонт сложен известняками светло-серыми от микро- до крупнокристаллических, рыхлых и плотных, местами глинистых. В средней части разреза имеются две маркирующие глинистые пачки с прослойками песчаника и углей. Толщина подольского горизонта 185-205 м.

Мячковский (C2mc) горизонт сложен известняками светло-серыми, почти белыми, микрозернистыми, плотными, плотными и кавернозными с маломощными глинистыми прослоями. Мощность 100-130 м.

Верхнекаменноугольный отдел (C3)

В составе отдела выделены касимовский и гжельский ярусы.

Касимовский ярус (C3k) представлен известняками светло-серыми, прослоями доломитизированными, микрокристаллическими, плотными с подчинёнными прослоями светло-серых доломитов. В верхней части выделяются две пачки пестроцветных, в основном красно-бурых, глин с изменяющейся по площади толщиной 5-20 м и 15-35 м для нижней части. Мощность 185-225 м.

Гжельский ярус (C3g) сложен толщей доломитов и известняков светло-серых, мелкокристаллических, кавернозных, трещиноватых и плотных. На участках выходов каменноугольных пород на поверхность верхняя часть яруса размыта. Мощность до 135 м. Общая мощность верхнекаменноугольных отложений составляет 310-325 м.

Пермская система (P)

Пермские отложения трансгрессивно залегают на каменноугольных, по площади развиты не повсеместно. Пермская система на изученной территории подразделяется на три отдела с собственными названиями: приуральский (включая ассельский, сакмарский, артинский, уфимский ярусы), биармийский (включая казанский и уржумский ярусы) и татарский (включая северодвинский и вятский ярусы).

Ассельский ярус сложен доломитами светло-серыми и доломитизированными известняками, плотными, крепкими и пористо-кавернозными, местами с маломощными прослоями ангидритов. Мощность 0-80 м.

Сакмарский ярус сложен светло-серыми доломитами и доломитизированными известняками. Мощностью 0-40 м.

Артинский ярус представлен доломитами и доломитизированными известняками свключениями ангидрита. Мощность 0-70 м

Уфимский ярус сложен светло-серыми доломитизированными известняками, доломитами с прослоями глин и мергелей. Мощность 0-60 м.

Казанский ярус представлен светло-серыми известняками, крепкими с прослоями пестроцветных глин или мергелей. Мощность 0-50 м.

Уржумско-Вятские (Татарские) отложения нерасчлененные сложены красно-бурыми и коричневыми глинами, жирными, плотными с редкими маломощными прослоями алевроитов. Мощность 0-90 м.

Мезозойская эратема (MZ)

Триасовая система (Т)

Отложения триасового возраста несогласно залегают на пермских отложениях и присутствуют в объеме нижнего отдела, представленного индскими и оленекскими отложениями. Развиты триасовые отложения только в юго-восточной половине площади X, северо-западная граница их распространения делит площадь примерно на две равные части.

Индский ярус (Т1in) литологически сложен преимущественно песками и песчаниками кварцевыми, разномерными (от тонкозернистых до грубозернистых), алевроитистых с маломощными прослоями плотных глин.

Оленекский ярус (Т1o) представлен глинами с характерным красно-бурым и, в меньшей степени, зеленовато-серым цветом. Имеет незначительное распространение по площади. Толщина триасовых отложений 80 м.

Юрская система (J)

Средний отдел (J2) Юрские отложения с глубоким размывом залегают на подстилающих породах палеозоя. Юрская система развита на большей части площади, представлена ярусами среднего отдела: байосским, батским, келловейским.

Байосский ярус представлен глинами голубовато-серыми, плотными с прослоями кварцевых алевроитов и песков мелкозернистых, в нижней части повсеместно присутствует пачка светло-серых песчаников. Мощностью 0-130 м.

Батский ярус сложен преимущественно глинами голубовато-серыми, серыми, плотными, в верхней части повсеместно присутствует пачка песчаников глинистых и алевролитов (батский репер). Мощностью 0-55 м. *Келловейский ярус* представлен глинами тёмно-серыми, серыми, вязкими, плотными, слюдистыми. Мощностью 0-70 м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы залегают на эрозионной поверхности юрских отложений. Представлены нижним (готерив-барремский ярусы нерасчлененные, апт и альб) и верхним (сеноманский, туронский, коньякский и сантонский ярусы) отделами.

Нижний отдел (K1)

Готеривский и барремский ярусы слагают песчаники зеленовато-серые, глауконитово-кварцевые, рыхлые, прослоями сильно сцементированные, крепкие, крупно и разнозернистые. Мощностью 0-45 м.

Аптский ярус представлен преимущественно глинами тёмно-серыми, серыми с прослоями алевроитов, алевролитов, и песчаников. Мощностью 0-100 м. *Альбский ярус* слагают пески и песчаники светло-серые, рыхлые, прослоями окварцованные, крепкие, с прослоями тёмно-серых песчаных глин. Мощностью 0-90 м.

Верхний отдел (K2)

Сеноманский ярус в кровле и подошве сложен тёмно-серыми глинами, включающими пачку зеленовато-серых, глауконитово-кварцевых, рыхлых песчаников. Мощностью 0-70 м.

Туронский и коньякский ярусы нерасчлененные. Представлены белым писчим мелом и мелоподобными мергелями, в подошве писчим мелом. Мощностью 0-50 м. *Сантонский ярус* сложен серыми и тёмно-серыми глинами, внизу с учащающимися прослоями серых опок и ближе к границе с туроном – светло-серыми мелоподобными мергелями. Мощностью 0-55 м.

Кайнозойская эратема (KZ)

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы развиты повсеместно. Представлены они элювиальными, делювиальными светло-коричневыми, плотными глинами, суглинками, супесями, слагающими водораздельные пространства и их склоны, а также аллювиальными песками, в основном, светло-серыми, разнотекстурными, кварцевыми, распространёнными в поймах рек и крупных балок. Мощность колеблется от 0 до 10-20 м.

Тектоника

В тектоническом отношении рассматриваемая территория охватывает центральную часть Уметовско-Линевской депрессии (собственно Уметовскую и Коробковскую мулды).

Для Уметовско-Линевской депрессии характерно наличие в осадочном чехле двух структурных этажей. Нижний охватывает комплекс отложений в интервале: верхний-средний девон – поверхность фундамента; а верхний - отложения мезозоя, карбона и частично верхнего девона. Переходный комплекс осадочных образований, связанный с верхне- среднефранскими отложениями, характеризуется постепенным затуханием разнопорядковых структур верхнего структурного этажа сверху вниз и последовательным усилением с глубиной структур нижнего этажа. Приподнятые структурные элементы нижнего структурного этажа не имеют четкого отражения в строении верхнего и являются по отношению к нему погребенными (Рис. 2.2).

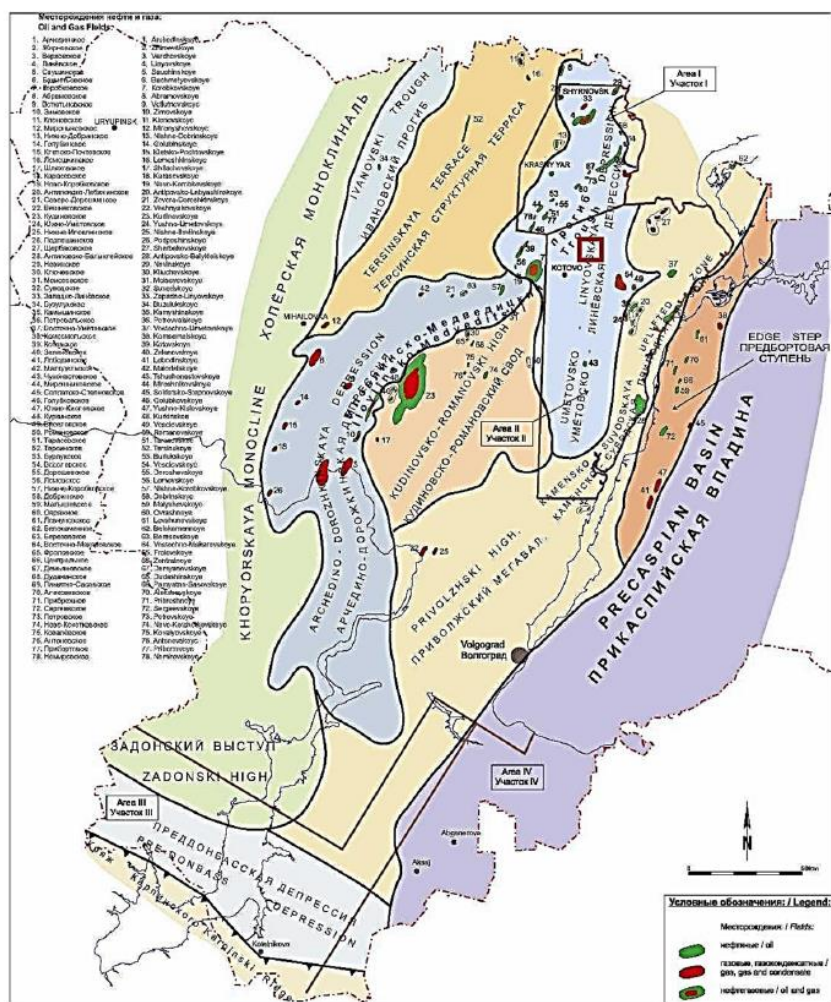
Естественными границами крупных структурных элементов являются флексуры, главным образом, северо-восточного и северо-западного простирания. Отмечается плановое соответствие древних (погребенных) и молодых (инверсионных) флексур, имеющих противоположные наклоны, что свидетельствует об их связи с длительно развивающимися разломами и мобильными зонами в кристаллическом фундаменте.

На протяжении верхнедевонского, каменноугольного и пермского периодов территория площади X стабильно плавно погружалась на восток, в сторону Прикаспийской впадины. Наклонное положение бассейна проявляется в выклинивании кунгурских отложений в западном направлении и в угловом и стратиграфическом несогласиях между байосским ярусом и более древними отложениями, срезающими породы от триаса на востоке и до пермских, и даже верхнекаменноугольных, на западе. Вышележащие отложения юры, мела и

палеогена увеличивают свою мощность и стратиграфическую полноту в восточном направлении.

Фаза тектонических движений, имевшая место в период от средне- до позднеэретического времени сформировала альпийскую Доно-Медведицкую инверсионную зону, причиной появления которой был процесс возвратных движений по разрывным нарушениям, сыгравших ведущую роль в формировании геологической структуры региона. Существует генетическая связь рифовых систем с крупными разломами и созданными ими структурными формами (тектоническими ступенями, приразломными антиклинальными формами и т.д.)

Рис. 3 Тектоническая схема Волгоградской области

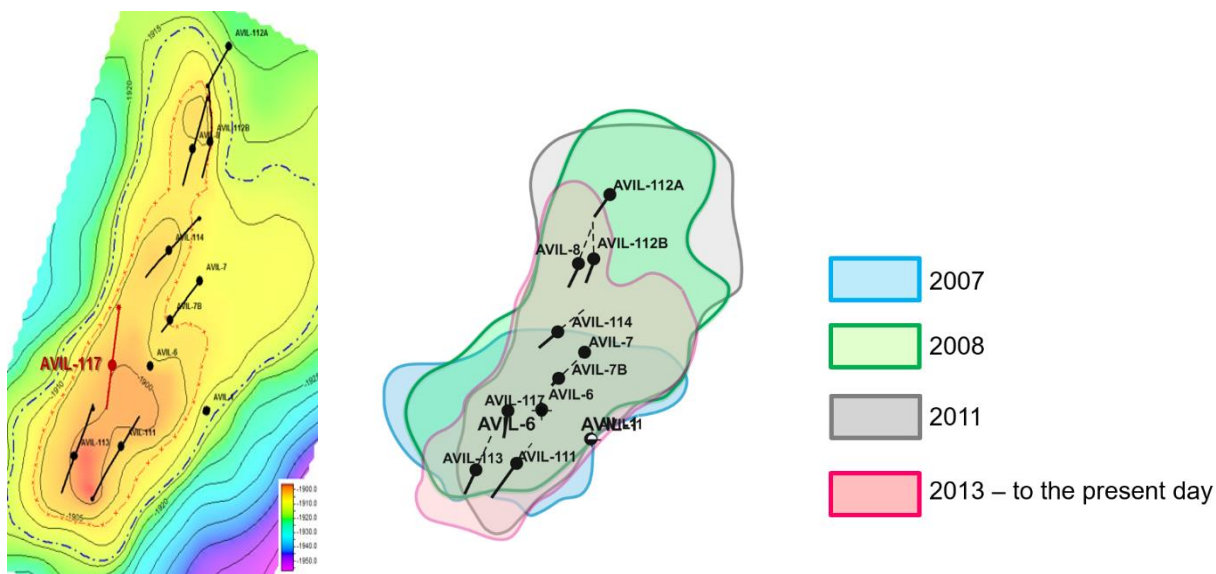


Авиловское месторождение

Текущее состояние разработки месторождения

В настоящее время завершена разработка нефтяного месторождения X; завершено бурение последней (из пяти) скважины 117, и в 2015г началась её эксплуатация. Во время эксплуатационного бурения оказалось, что наивысшая точка в северной части месторождения меньше, чем ожидалось изначально.

Рис. 4 Развитие представления месторождений



Скважина 112, пробуренная в северо-восточной части месторождения, содержит более глубокий резервуар, чем ожидалось изначально, и, в результате, контур месторождения пришлось уменьшить. Воздействие на геологические запасы составляет -35%. Была выстроена новая геологическая модель. Эксплуатационные характеристики скважин представляют другую важную проблему, связанную с месторождением X. Добывающие скважины поставляют меньше нефти, чем ожидалось. Вскоре после ввода месторождения в эксплуатацию стало очевидно, что все горизонтальные скважины осуществляют добычу в запланированных объемах, но процент содержания воды и газа в добытой смеси флюидов выше прогнозируемого, и, следовательно, объем нефти гораздо ниже. В результате наблюдается уменьшение объема извлекаемой нефти на -630 Мт (изначальные резервы = 1048 Мт, 100% доля).

В момент одобрения проекта не была осуществлена перспективная оценка для определения риска по объемам и соответственных объемов запасов P10, P50 и P90 на основе руководств компания Y. Расчет геологических запасов компания X проводился в соответствии с условиями P10 как эталона. Необходимый профиль добычи нефти для экономических

расчетов был получен не на основе собственных статичных и динамичных моделей. Наоборот, профиль добычи компания X был выбран и отменен спустя 8 лет для уменьшения нереалистично высокого коэффициента восстановления компания X. Однако применение этого метода привело к некорректному разделению на фазы и переоценке годовой добычи. Был осуществлен полный курс подсчета экономических показателей, что выразилось в отрицательном экономическом итоге проекта. Основными причинами уменьшения коэффициента приведения согласно расчетам 2015г были более низкие объемы добычи по сравнению с предварительными оценками и более высокие тарифы на эксплуатационные затраты, поскольку уровень инфляции в 2012-2015гг и текущие прогнозы были выше, чем предполагалось в 2011г.

В заключение, основными причинами неудачи разработки проекта можно назвать переоценку геологического запаса нефтяных залежей, недооценку рисков эксплуатации/неточности и использование некорректных прогнозов добычи для расчета экономических показателей проекта. Дальнейшая оценка вариантов повышения экономических показателей месторождения позволила прийти к выводу, что методы повышения нефтеотдачи не подходят для нефтяного месторождения X, и что методы улучшенного нефтеизвлечения IOR ограничены до стандартных техник, как, например, трамбование и повторная перфорация. Таким образом, очевидна необходимость анализа альтернативных подходов для повышения коэффициентов нефтеотдачи в данном месторождении.

ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ

После анализа текущего состояния заданного резервуара с нефтяной оторочкой, должны быть изучены и определены новые стратегии оптимизации, а также возможные итоги проекта. Это будет сделано на основе составления исторической справки о стратегиях разработки нефтяных оторочек, успешно внедренных по всему миру. Соответствующие примеры были отобраны по принципу релевантности. Стратегия, выбранная в условиях конкретного месторождения, будет в дальнейшем подробно описана и проанализирована. Вначале будет использоваться аналитический подход, за которым последует числовой подход. Данные методы необходимы для определения наилучших стратегий оптимизации. Среди прочего, в центре анализа будет проблема выбора наилучшей глубины скважины и длины продуктивного разреза новой горизонтальной скважины.

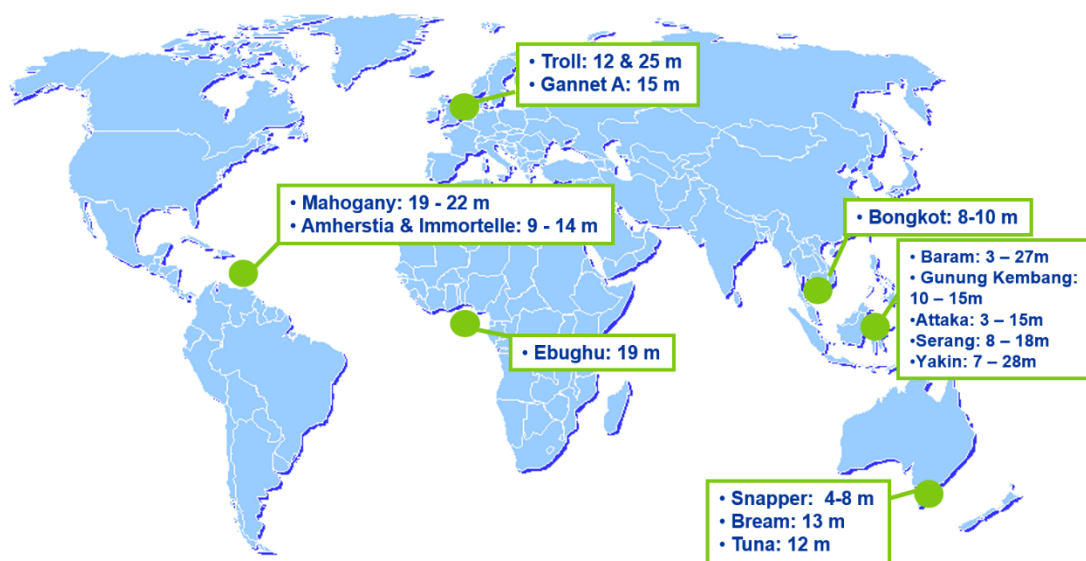
Затем, в работе будет рассмотрен вопрос выбора наиболее оптимального оснащения, при этом особое внимание будет обращено на проблему идеального применения AICD и задания соответствующей конфигурации. Наиболее перспективные методы пройдут стадию моделирования. Результаты такого моделирования будут использованы для проведения экономического анализа. Заданные заранее экономические параметры, как, например, цена нефти, коэффициент дисконтирования и т.п. будут предоставлены компании. Экономический анализ будет включать в себя анализ чувствительности и создание схемы принятия решений с учетом технологических, геологических и экономических рисков и неточностей. Во время обсуждения результаты исследования были сравнены между собой и соответствующим образом классифицированы. И наконец, будет представлена и детально рассмотрена наилучшая стратегия оптимизации или конфигурация. Также в заключении будут даваться рекомендации для дальнейшего исследования.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Обзор концепций разработки месторождений с тонкими нефтяными оторочками

В данной главе представлены примеры разработки нефтяных оторочек в разных странах. Рассматриваемые случаи позволяют изучить различные стратегии разработки нефтяных оторочек и решения эксплуатационных проблем. Для надлежащей технологической оценки были изучены 58 примеров разработок месторождений с 1988 по 2015 гг., наиболее релевантные иллюстрации рассмотрены в рамках данной работы. В рисунок 4 представлена таблица, которая содержит краткий обзор опытов разработки и эксплуатации месторождений, соответствующих исследуемому месторождению X.

Рисунок 4: Примеры разработки тонких нефтяных оторочек в разных странах



Техническое оснащение, предлагаемое к использованию на примере скважины X, будет рассмотрено на соответствующих примерах скважин, в которых данные технологии уже применяются.

Tuna - Австралия

Первый пример, рассматриваемый в работе, обращает внимание на важность правильного размещения скважины по отношению к продуктивному пласту. Tuna M1 представляет собой шельфовое нефтяное месторождение, расположенное в австралийском бассейне Gippsland. Данная нефтяная оторочка имеет **двенадцатиметровый этаж нефтеносности в пористой толще** с мощным водоносным слоем и большой газовой шапкой. В 1997 году разработкой месторождения занимались такие нефтяные компании, как Esso Australia Ltd. и ВНР. Был осуществлен проект разработки 19 горизонтальных скважин, заканчивание с открытым забоем, включая установку 4 ½ дюймовых щелевых фильтров для борьбы с поступлением песка. Вскоре после начала эксплуатации объем добычи достиг отметки в 6000 баррелей в сутки.

Проблемой месторождения, рассмотренного в рамках настоящего исследования, было требование сохранить допуск отклонения вертикальной оси ± 1.5 м при оптимальном положении горизонтальной скважины на 8 м ниже газонефтяного контакта. На этапе планирования проекта оказалось, что в условиях месторождения Tuna бурение с использованием ротора вызовет погрешность определения величины конечной глубины скважины ± 6 м, а также **погрешность ± 5 м** на конце пробуренного горизонтального сечения длиной 1000 м. Таким образом, важно найти способ, чтобы свести к минимуму количество ошибок в силу неточности значений в рамках приемлемого отклонения вертикальной оси.

Для решения данной проблемы была предложена интеграция инструментов, которые минимизировали **датчик до расстояния размером в коронку бура** и обладали необходимой **пульсацией в режиме реального времени**. Для выхода на горизонтальный участок после того, как было пробурено отверстие в нефтенасыщенную часть, особую важность представляет возможность высокой степени отклонения сразу за буровой коронкой. Только это позволило **регулировать** бурение горизонтальной скважины вдоль двенадцатиметрового однородного песчаного слоя и соблюдать нужный допуск (**отклонения**) при размещении скважины.

Snapper - Австралия

По-видимому, одним из немногих методов увеличения нефтеотдачи пласта и продуктивности добывающих скважин, применимых для месторождения X, является прекращение эксплуатации скважины с большой обводненностью и повторное бурение интервала, расположенного выше и не испытывающего воздействие конуса обводнения со стороны водоносного слоя. Примером такой скважины является Snapper N-1.

Скважина Snapper N-1, разрабатываемая компаниями Esso Australia и ВНР, является шельфовым месторождением на юго-востоке Австралии. Скважина была определена как газоносная с небольшой нефтенасыщенной частью 8 метров толщиной с мощным водоносным слоем. В рамках разработки скважины планировалось добывать нефть и газ на основе поэтапной технологической концепции. Во время первого этапа (1981-1982) было осуществлено заканчивание 14 нефтяных скважин (из 21), а позднее, на втором этапе (1986-1987) – 9 нефтяных скважин.

The challenge of this field was a sharp rate decline after the first 6 month of production with wells **watering out** after two years after a cumulative recovery of 630 kSTB in 1985 due to high **water –cut** and GOR in all wells. This resulted partly due to the long perforation intervals, which were up to two meters long and located at the upper third of the oil bearing zone. Oil column movement were observed and confirmed via pulsed neutron log in A4 Well showing 2.2 m upward movement, which reflects another reason for the high water-cut.

Проблемой данного месторождения был резкий спад объема добычи после первых 6 месяцев, произошло обводнение скважин спустя два года после того, как в 1985г суммарная добыча составила 630 kSTB ввиду высокого содержания в пласте воды и газа во всех шахтах. Это произошло частично из-за больших интервалов перфорации, которые составляли до двух метров в длину и располагались в верхней трети нефтенасыщенного пласта. Было замечено и зарегистрировано при помощи метода импульсного нейтронного каротажа движение нефтяной залежи в скважине А4, которое представляло собой восходящее движение на расстояние 2,2 м, что является другой причиной возникновения обводненности.

Предложенное решение состояло в том, чтобы пробурить меньшие продуктивные интервалы, располагающиеся ближе к **газонефтяному контакту**. Затем была проведена реконструкция скважины, включая переоборудование каротажной проволокой (забрасывание цемента и дополнительные перфорации аналогично идущей вверх залежи нефти), которое, как ожидается, должно повысить коэффициент извлечения нефти в добывающих скважинах. После того, как весь нефтяной запас будет добыт, скважина полностью перейдет на **интенсивную добычу газа**.

Belumut - Малайзия

Месторождение Belumut в Малайзии является отличным примером успешного применения передовых технологий телесигнализации в комбинации с оснащением скважины устройствами контроля притока.

Шельфовое нефтяное месторождение размещается в 257,5 км к северо-востоку от Малайзии, недалеко от границы с Вьетнамом. Оно было открыто в 1970г крупной международной нефтяной компанией и продано Newfield Peninsula Malaysia в 2005г. Программа разработки осуществлялась в 2010-2012 гг. Месторождение достаточно сложное для эксплуатации, толщина нефтяной оторочки составляет 14 м, нефть вязкая, а продуктивный пласт располагается в переходной зоне. Более того, скважина характеризуется высоким коэффициентом пористости (30%) и проницаемости (1,4 дарси).

Трудности во время разработки месторождения заключались в выборе правильного места расположения горизонтальной шахты между газовой шапкой и водоносным слоем с небольшим отклонением в ± 1 м, выбор эффективной длины **горизонтального разреза** и соответствующее оснащение скважины с достаточным контролем пескопроявления и сбалансированного снижения давления в пласте вдоль **длинного горизонтального продуктивного интервала**.

Ввиду того, что Newfield Peninsula Malaysia приобрела месторождение, которое ранее считалось истощенным, а его разработка сопровождалось высокими рисками, много усилий было приложено к подготовительным работам для выбора правильных параметров разработки (сетка разработки, длина **продуктивного разреза** и конечная глубина скважины и т.п.) после внимательного изучения геологических условий и, далее, моделирования динамики коллектора. При помощи детального моделирования с различными параметрами оснащения скважины было установлено, что в рамках заданных условий коллектора была задана верная конфигурация. Таким образом, основываясь на результатах моделирования, можно утверждать о целесообразности применения целого ряда новых технологий, как роторная управляемая система с направлением долота, для гладкого и точного ствола/траектории ствола/профиля скважины с маленьким вертикальным reservoir window. Кроме того, для сбалансированного снижения давления в пласте вдоль продуктивного пласта/разреза, компания решила использовать устройства контроля притока в новом оснащении скважины. Увеличение беспокойства привело к тому, что был сбалансирован длинный горизонтальный разрез скважины. Таким образом, чтобы убедиться в том, что горизонтальный разрез полностью продуктивен, были применены детекторы повреждений на устройствах контроля притока и внедряемые конвейером трактора фотонные технологии. В результате, большая

осведомленность о геологии коллектора и применение тщательно подобранных технологий увеличили прогнозируемый EUR первоначального проекта разработки месторождения.

Тролль, Норвегия

Месторождение Тролль является самым распространенным примером нефтяной оторочки с наивысшим уровнем внедрения инновационных стратегий и технологий.

Месторождение Тролль представляет собой шельфовое нефтяное месторождение, которое находится на территории континентального шельфа Норвегии. Месторождение было открыто в 1979г, в 1995г началась его эксплуатация, однако первоначально месторождение считалось газовым. Тролль состоит из трех структур, высота залежи которых колеблется от 4 до 24 м. Залежи расположены между очень крупной газовой шапкой (высота газовой части 200 м) и водоносным слоем снизу. Разработка месторождения проходила в три этапа. Первый этап стартовал в 1996г, когда в Восточном Тролле начали добывать газ. Вторым шагом стала добыча нефти. Третьим и заключительным этапом стала добыча газа в Западном Тролле.

Первоначальной стратегией было обустройство горизонтальных скважин ровно над нефтеводным контактом.

Трудности разработки данного месторождения носили, в основном, технологический характер. Ввиду того, что массивные залежи нефти, известные сегодня, на момент разработки были еще недоступны. За время разработки скважины был совершен целый ряд научных открытий, которые сделали возможным, наконец, и её эксплуатацию. Одним из ключевых изобретений стал контроль отклонения скважины в процессе роторного бурения с замкнутым контуром, который позволил проводить автоматическую регулировку курса цели и, таким образом, значительно повысить точность бурения. Вторым ключевым моментом считают стратегию оснащения скважины с использованием естественного газлифта из газовой шапки, песчаных экранов и гравийной набивки, а также, что немаловажно, установки устройств контроля впуска. Эти устройства считались наилучшим способом для предотвращения раннего прорыва газа в скважину из-за объемной газовой шапки. Успешность данной стратегии нашла отражение в разработке так называемого экрана премиум EQUALIZER, который в настоящее время применяется на многих месторождениях Северного моря.

Другой важной стратегией было дополнительное бурение многоствольной скважины, забуренной и законченной с открытым забоем. В целом можно утверждать, что успешность и

продуктивность месторождения Тролль связана с повышенным вниманием к геологическим условиям и применением соответствующих специфических технологий, приспособленных к конкретному месторождению.

В общем и целом, существует большое количество специализированной литературы с примерами нефтяных месторождений, которые обосновывают перспективы разработки нефтяных оторочек. Однако специфичность таких месторождений очень высока, например, в одних случаях добывают газ в качестве основного продукта, а нефть лишь дополнительно, а в других – возможна полноценная добыча и нефти, и газа изначально. Большинство оптимальных решений основано на учете изначальных геологических условий и дальнейшего проведения стратегии при помощи динамического моделирования, анализа чистой приведенной стоимости и конечных извлекаемых запасов. Подкрепленные комплексными исследованиями в сочетании с «целевыми» технологиями, такие решения представляются перспективными.

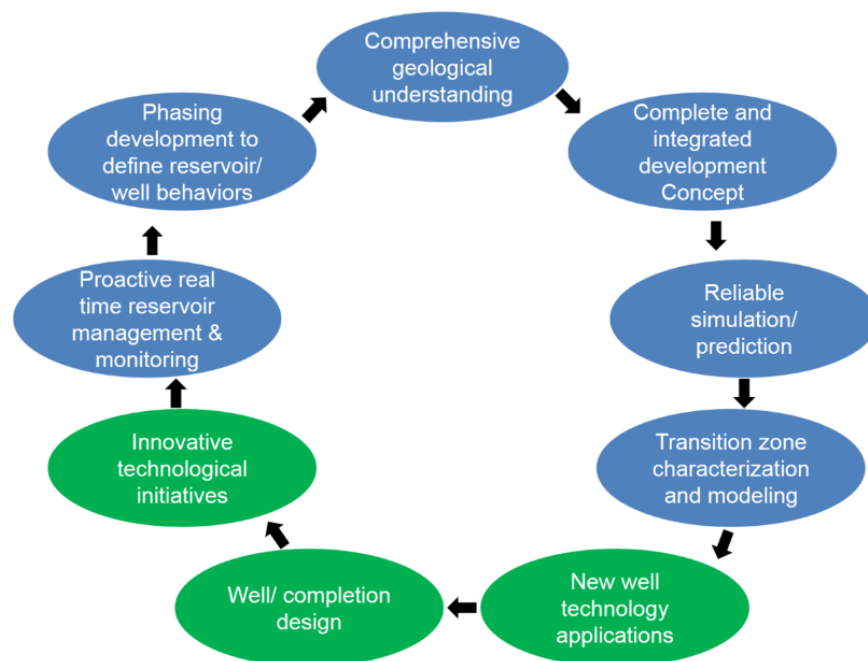
Применение перспективных и успешных стратегий в рамках месторождения X

В современной литературе рассматриваются различные факторы успешности разработки месторождений с нефтяными оторочками. Прежде всего, уже хорошо известно, что успешность проекта в значительной степени зависит от высокой осведомленности о геологических условиях месторождения, в том числе верное понимание размеров пластовой жидкости и её динамических свойств. Эти данные были в дальнейшем использованы для создания адекватной и надежной геологической и гидродинамической модели для дальнейшего прогнозирования возможных стратегий и концепций разработки и эксплуатации месторождения. Принципы разработки, включая оснащение скважины и план её эксплуатации, могут быть определены только на основе информации о специфике характеристик месторождения и потенциале его разработки.

В контексте стратегии развития нефтяного месторождения X, можно сказать, что его характеристика, имитационная модель и настоящий план эксплуатации были верно определены. Таким образом, модернизация проекта коснется только технологической его стороны, что включает в себя применение новых технологий строительства скважины, например, более современные роторные управляемые системы, навигационные системы, системы забойной телеметрии и комплексы каротажа, а также новые стратегии конструктивного оснащения скважины, например, с новым определением длины, диаметра

или отвода, в том числе последние инновационные разработки, в частности, для балансировки. На следующей схеме представлены ключевые факторы успешности разработки месторождения. Параметры, выделенные зеленым цветом, применимы непосредственно к нефтяному месторождению X.

Рисунок 5: Факторы успешности разработки нефтяных оторочек



Технологии применения автономных устройств контроля притока (AICD)

Как уже говорилось ранее, в обычных резервуарах коэффициент сложности пласта-коллектора стабилен, что позволяет считать бурение горизонтальных скважин оптимальным решением в большинстве случаев, а также выражается в более частом использовании многоствольных скважин. Увеличение контакта скважины/резервуара обладает рядом преимуществ, как, например, задержанный прорыв воды и газа, повышенная продуктивность скважины, эффективность охвата пласта и большая площадь дренирования. Одним из ключевых факторов, сдерживающих возможность удлинения горизонтальных скважин, является эффективное управление охватом пласта вытесняющим агентом в связи с эффектом движения «от пятки к пальцу».

Устройства контроля притока (ICD) были разработаны, в частности, для уменьшения эффекта движения «от пятки к пальцу» и повышения продуктивности горизонтальной скважины. ICD реагируют на разницу свойств флюидов, попадающих из резервуара в добывающую скважину. Было разработано 4 типа ICD: со штуцером (ограничительный), с винтовым каналом (фрикционный) и с гибридным дизайном (комбинация ограничительного с добавлением фрикции и кривой траектории).

В течение многих лет для решения данной проблемы использовались регуляторы притока, которые ограничивают приток, создавая дополнительное давление. Тем не менее, по своему характеру они представляют пассивный метод, и после установки уже невозможно изменить их конфигурацию.

Новейшим типом устройств контроля притока являются автономные ICD (AICD), которые могут задерживать прорыв воды или газа, ограничивая приток маловязких флюидов и пропуская флюиды с высокой вязкостью. Устройства с самоблокировкой обладают способностью создавать оптимальный приток в длинных горизонтальных скважинах. Такие регуляторы функционируют без участия оператора и не нуждаются в подаче гидравлической или электрической энергии.

Кроме того, в то время как установка статичных ICD, а также выбор оптимальной конфигурации контроля притока производится в начале эксплуатации скважины, её свойства могут изменяться с течением времени самым непредсказуемым образом. Поскольку ICD являются статичными, после их установки достаточно трудно регулировать заданные параметры притока. В связи с этим, характеристики дренирования, верно и оптимально заданные для первого этапа эксплуатации скважины, все больше нуждаются в корректировании с течением времени. Другим серьезным недостатком традиционных открытых ICD с фиксацией является то, что они не могут блокировать внутреннюю зону или давление притока в случае прорыва воды или газа.

С другой стороны, автономные ICD являются саморегулирующимися и активными устройствами, которые обеспечивают большее блокирование флюидов высокой плотности, а также они быстро запирают не только приток нефти, но и воды или газа. Такие устройства не допускают заводнения скважины, что позволяет контролировать уровень притока и блокировать поступление нежелательных флюидов, а также способствует более быстрому восстановлению скважины, низкой обводненности и оптимальной добыче газа.

Один из видов AICD, применяемых в отрасли, содержит левитирующий диск, как показано на Рисунке XX. Регулирование происходит таким образом, что в движущемся потоке флюидов наблюдается снижение давления. Чем больше скорость потока, тем сильнее в нем падение давления. Если скорость потока над диском достаточно высока, создавшийся перепад давления поднимает диск и блокирует область прохождения потока, что неизбежно приводит к запираанию потока. Поскольку скорости жидкостей различной вязкости отличаются в условиях одинакового заданного пользователем давления, запираание жидкостей разной вязкости дифференцировано. Действие AICD основано на законе Бернулли, которое может быть выражено следующей формулой, **без** учета подъема и сжимаемости:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \Delta p_{\text{friction loss}}$$

P_1 = Static Pressure

$\frac{1}{2}\rho V_1^2$ = Dynamic Pressure

ΔP = Friction Pressure Loss

Согласно данному уравнению, сумма статического и динамического давления, а также потери давления на трение по направлению течения постоянна. На этом феномене и основана работа AICD.

Устройства AICD ограничивают приток флюидов низкой вязкости. Когда поток газа проходит через устройство, давление на стороне диска, контактирующей с пототком, будет ниже ввиду более высокой скорости газа. Суммарная сила, действующая на диск, переместит его в сторону впуска и уменьшит зону притока и, таким образом, сам приток. При проток флюидов высокой вязкости через AICD, потери давления на трение повышаются, а восстановление динамического давления уменьшается. Давление на обратную сторону диска будет понижаться в следствие уменьшения силы, действующей на диск в направлении впуска. В результате диск будет перемещен от впуска и области притока, а сам приток увеличится. Как следствие, через устройство будут проходить потоки более густой нефти с меньшей сопротивляемостью по отношению к менее густой нефти. Противоположным образом будет вести себя устройство с неизменяемой геометрией, например, регуляторы со штуцером или винтовым каналом.

Рисунок 5: Эффект однородного профиля притока

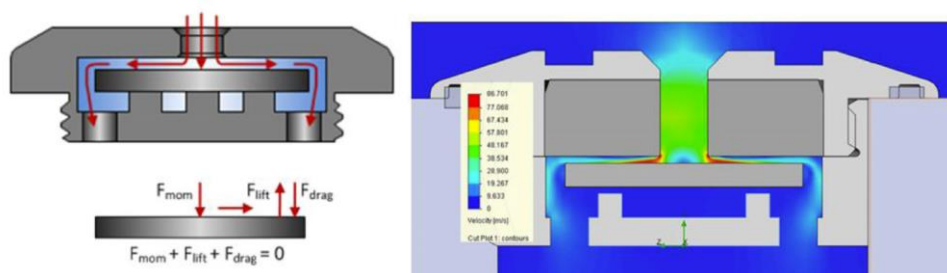
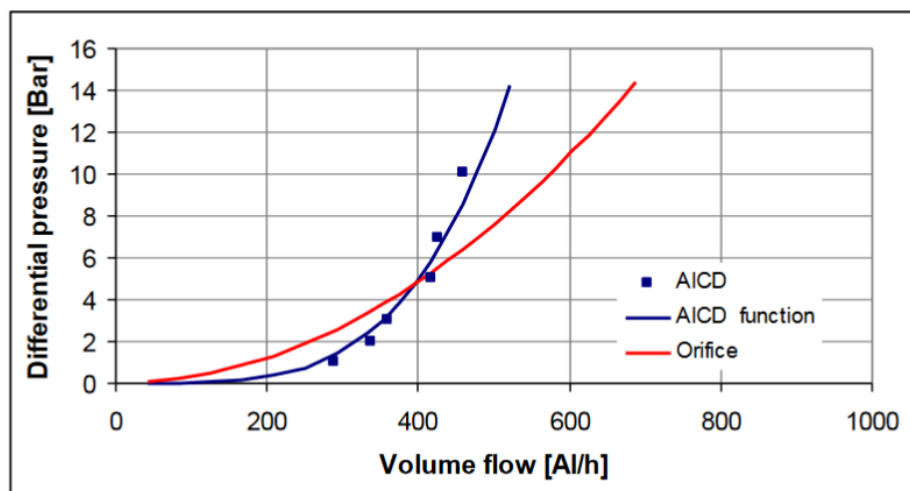


Figure 1— Levitating Disc AICD

Для горизонтальных скважин характерен неоднородный профиль дренирования от «пятки» скважины к «пальцу» ввиду потери давления на трение и варьирования проницаемости пласта. В основе функционирования ICD лежит принцип ограничения притока при помощи создания дополнительной потери давления, что позволяет создать более однородный профиль добычи в стволе скважины от «пальца» к «пятке», а также задержать прорыв воды и газа. В стандартных ICD потеря давления пропорциональна квадрату объема притока. В автономном ICD проток будет контролироваться при помощи подвижного диска, что определяет отличие характеристик притока по отношению к стандартным ICD. Скважина с автономным ICD может выборочно блокировать приток флюидов из резервуара, и, как следствие, функционирование AICD будет более эффективным в контексте меняющихся условий резервуара. На рисунке 4 продемонстрировано сравнение характеристик обычного притока для AICD и устройства с неизменяемой геометрией при использовании вязкой нефти (12сП). При перепаде давления в 5 бар расход жидкости за единицу времени одинаковый. Как показано на рисунке, приток через устройство с неизменяемой геометрией сильнее реагирует на перепад давления. Даже при очень высоком перепаде давления, AICD сохранит низкий приток и обеспечит задержку прорыва воды или газа по сравнению с устройством с неизменяемой геометрией. При понижении уровня воды автономное ICD обеспечит более однородный приток. Суммарный приток в скважину может регулироваться при помощи целого ряда клапанов.

Рисунок 5: Сравнение притока нефти (12сП) через автономный регулятор ICD Statoil и устройство с неизменяемой геометрией, наподобие ICD со штуцером

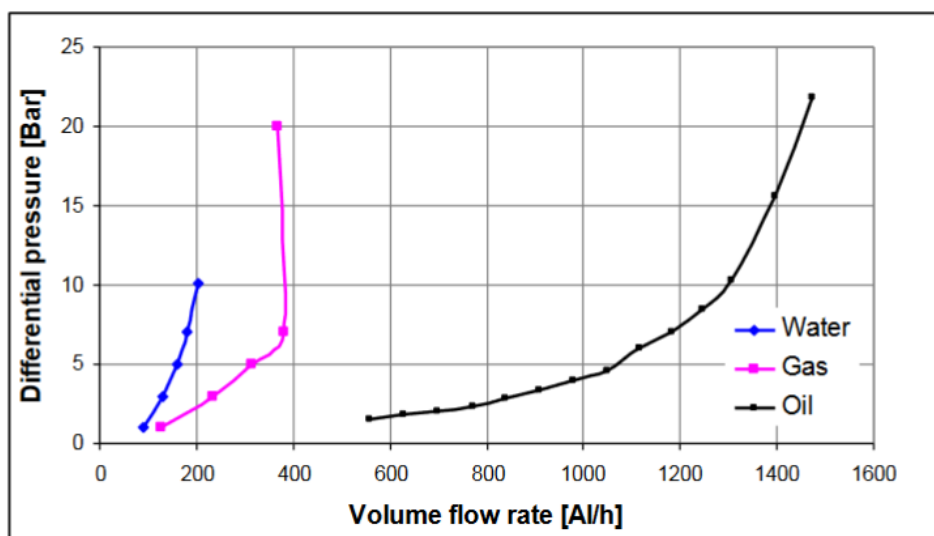


Эффект выборочного записания

Вторым преимуществом AICD по сравнению с традиционным ICD является то, что AICD запирает флюиды высокой вязкости после прорыва газа при добыче негустой нефти или прорыва воды и газа при добыче густой нефти. Ввиду наличия в AICD подвижного диска, область притока регулируется в зависимости от типа флюидов и условий притока, что подразумевает фазочувствительность AICD. Эта технология позволяет повышать производительность скважины после прорыва воды или газа по сравнению со скважинами, в которых не используются AICD.

На рисунке XX изображен типичный профиль притока воды, газа и нефти через AICD. Данные представлены для нефти (460 сП), воды и воздуха. Кривые представляют поток однофазной нефти, воды и газа в виде функции дифференциального давления. Приток через клапаны зависит от параметров самих клапанов. Конфигурация клапана RCP может регулироваться в зависимости от условий текущего нефтяного месторождения. Поскольку AICD регулируются в соответствии с вязкостью нефти, клапан может уменьшать приток газа из резервуара, содержащего негустую нефть. В резервуаре с густой нефтью клапан будет уменьшать приток нежелательной воды. На основе результатов, представленных на рисунке XX, были рассчитаны газовый и водонефтяной факторы для нефти с вязкостью 460 сП, которые показаны на рисунке XX. Газовый и водонефтяной факторы составляют 6,5 и 3,5, соответственно.

Рисунок 6: Объемный поток нефти (460 сП), воды и газа через RCP как функция дифференциального давления



Функция AICD

Был проведен ряд экспериментов с притоком нефти, газа и воды для оценки параметров функционирования устройств AICD. На основе полученных данных была составлена функция для AICD. Модель AICD представляет собой общее выражение дифференциального давления в клапане в качестве функции свойств флюидов и объемного потока. Функция может быть выражена следующим образом:

$$\delta P = f(\rho, \mu) \cdot a_{AICD} \cdot q^x$$

$f(\rho, \mu)$ = аналитическая функция плотности смеси и вязкости

a = вводимый пользователем параметр «силы»

q = локальный показатель объемного притока смеси

x = вводимая пользователем константа

Для различных нефтяных месторождений задается разная конфигурация устройств AICD. Константы модели x и $AICD$ зависят от конфигурации устройства AICD и свойств флюида. На основе экспериментальных данных можно задавать величину константы притока и характеристик калибровки. Как правило, величина константы x варьируется от 3 до 4.

Функция $f(\rho, \mu)$ определяется как:

$$f(\rho, \mu) = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}} \right) \cdot \left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}} \right)^Y$$

Y = вводимая пользователем константа и определяют степень калибровки и вязкости соответственно. Плотность смеси и вязкость определяются следующим образом:

$$\rho_{mix} = \alpha_{oil} \rho_{oil} + \alpha_{water} \rho_{water} + \alpha_{gas} \rho_{gas}$$

$$\mu_{mix} = \alpha_{oil} \mu_{oil} + \alpha_{water} \mu_{water} + \alpha_{gas} \mu_{gas}$$

где α – относительный объем фазы. Правильность функции была подтверждена на основе экспериментальных данных с потоками нефти разной вязкости. На рисунке XX представлен пример функции AICD в сравнении с результатами испытаний в лаборатории по изучению многофазных потоков Statoil в Порсгрунне.

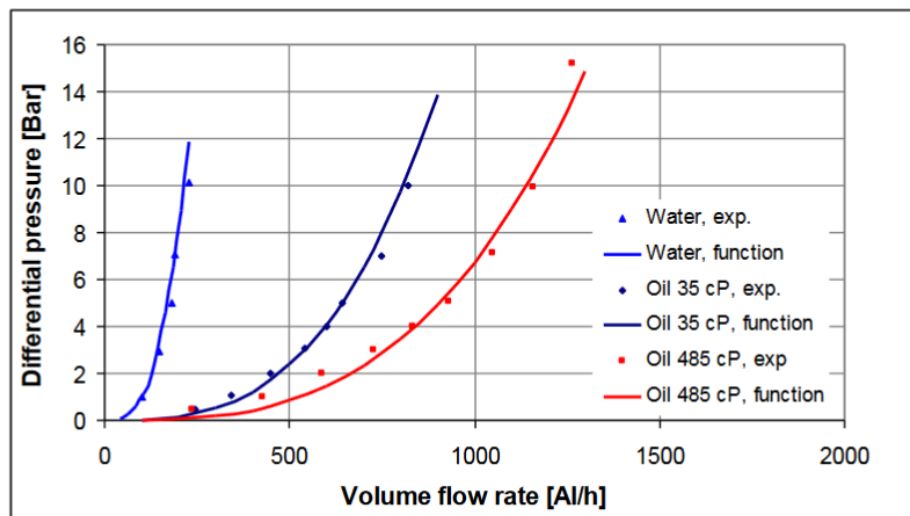


Рисунок 7: Сравнение функции клапана RCP и экспериментальных данных.

Разобобщение интервалов

Прорыв воды или газа сначала проявляется в одной части скважины, как правильно, в области трещины или в зонах с высоким коэффициентом проницаемости. Когда поток воды или газа достигает кольцевой зоны между нижней трубой и резервуаром в одной зоне скважины, автономные ICD блокируют приток в данной области. Следовательно, важно изолировать разные зоны друг от друга, чтобы избежать кольцевого потока флюидов низкой

вязкости. Без разобщения интервалов кольцевая зона может заполняться водой или газом вскоре после первого прорыва. В результате все автономные AICD могут приступить к запираанию, и объем добытой нефти будет значительно уменьшен. Разобщение интервалов позволит изолировать продуктивные зоны с водой или газом, и в другой части скважины будет возможно осуществлять добычу нефти с прежним уровнем притока, как и до прорыва. Оптимальная конфигурация и размещение AICD, а также разобщение интервалов в стволе скважины будут зависеть от месторождения. На рисунке 8 показана схема устройства AICD и разобщения интервалов.

Область применения

Во всех типах нефтяных месторождений устройства AICD могут производить запираание газа. В месторождениях с густой нефтью клапан будет блокировать поступление как газа, так и воды. Применение данной технологии при условии должного размещения в скважине и разобщения интервалов позволяет увеличивать производительность скважины после прорыва по сравнению с традиционным контролем притока. Использование клапана AICD перспективно в месторождениях с густой нефтью, поскольку клапан блокирует поступление флюидов низкой вязкости и пропускает высоковязкие жидкости. Объем притока через клапан повышается при увеличении вязкости, в то время как для пассивных ICD ситуация будет противоположной.

Выбор и оценочные испытания AICD

Как очевидно на примере месторождения Тролль, внедрение технологии AICD позволяет значительно повысить объем добычи нефти, продлить срок эксплуатации скважины и увеличить коэффициент извлечения нефти в самых различных условиях. Тем не менее, целесообразность применения должна оцениваться следующим образом.

Пластовые флюиды

Для применения AICD необходим приток флюидов разной вязкости, чтобы увеличивать объем добытой нефти. Это имеет прямое отношение к регулированию газовыделения в нефтяных месторождениях, при этом устройства AICD могут контролировать прорыв/добычу газа почти в любых условиях. Так же, как и при регулировании выделения воды, потенциал контроля прорыва/добычи воды выше при большем различии вязкости нефти

и воды. Первым этапом при внедрении новой технологии будет сравнение характеристик притока пластовых флюидов у активных AICD и пассивных ICD.

Объем притока

Функционирование клапана представлено в виде функции объема притока и потери давления, при этом величина потери давления определяется пользователем на основе характеристик скважины и резервуара. Объем притока через клапан при заданной потере давления повышается с увеличением вязкости. Начальные/максимальные контрольные цифры добычи нефти/жидкости используются наряду с показателями пластовых флюидов для определения количества и размеров AICD, необходимых для обеспечения максимальной пропускной способности скважины.

Расчлененность скважины

Для установки AICD важно обеспечивать эффективную расчлененность скважины для различного запираения между зонами скважины, что будет способствовать увеличению объема добычи из нефтяных фракций. Представляется целесообразным разделять скважину на ряд сегментов, особенно в случае различных коэффициентов проницаемости или насыщенности в разных интервалах скважины.

Неоднородность насыщенности

Новая скважина может быть неоднородной по насыщенности в начале, однако профиль насыщенности способен изменяться со временем, и представляется трудным прогнозировать дальнейший профиль насыщенности скважины. Для установки AICD необязательно задавать точное место прорыва воды или газа. Применять такие устройства наиболее выгодно в условиях неоднородного профиля насыщенности.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В центре анализа будет проблема выбора наилучшей глубины скважины и длины продуктивного разреза новой горизонтальной скважины.

Затем, в работе будет рассмотрен вопрос выбора наиболее оптимального оснащения, при этом особое внимание будет обращено на проблему идеального применения AICD и задания соответствующей конфигурации. Наиболее перспективные методы пройдут стадию симулирования. Результаты такого симулирования будут использованы для проведения экономического анализа. Заданные заранее экономические параметры, как, например, цена нефти, коэффициент дисконтирования и т.п. будут предоставлены компании. Экономический анализ будет включать в себя анализ чувствительности и создание схемы принятия решений с учетом технологических, геологических и экономических рисков и неточностей. Во время обсуждения результаты исследования были сравнены между собой и соответствующим образом классифицированы. И наконец, будет представлена и детально рассмотрена наилучшая стратегия оптимизации или конфигурация. Также в заключении будут даваться рекомендации для дальнейшего исследования.

Определение оптимальной вертикальной глубины скважины

Прорыв газа и/или обводнение, встречающиеся во многих нефтяных скважинах, представляют серьезную проблему, которая выражается в уменьшении объема добычи нефти и коэффициента извлечения нефти, увеличении эксплуатационных расходов и неэффективном выборе механизмов газлифта. Помимо капиллярных сил, пластовые флюиды испытывают воздействие гравитации и силы внутреннего трения. Сила гравитации проявляется вследствие различия в давлении пластовых флюидов, как, например, воды и нефти или газа и нефти, а сила внутреннего трения возникает в результате добычи флюидов и снижения забойного давления. Интенсивность образования конуса обводнения обычно зависит от перепада давления на забое скважины по соседству с добывающей скважиной, вязкости и плотности водоносного и газоносного пласта по сравнению с нефтенасыщенным пластом, а также проницаемости вертикального и горизонтального пластов. Прорыв воды или газа может быть задержан при помощи изменения отвода скважины в соответствии с водонефтяным и газонефтяным контактом. В данном случае, поскольку нефтенасыщенный пласт находится между водоносным и газоносным слоями, время образования конуса обводнения и прорыва газа будет отличаться, если горизонтальная скважина пробурена, таким образом, что отвод и

водонефтяного, и газонефтяного контактов будет максимальным, например, когда скважина размещается в центре нефтеносного участка.

Так происходит, поскольку свойства водной и газовой фаз отличаются друг от друга значительным образом. Можно назвать интуитивно очевидным то, что на нефтеносном участке будет место, в котором и водяной, и газовый флюиды уходят конусообразным образом в горизонтальную скважину; в таком месте максимальна суммарная добыча нефти до прорыва. Осведомленность о времени прорыва играет большую роль для эффективного управления скважиной в отсутствие воды или свободного газа, поскольку после момента прорыва воды или газа, распределение и относительная проницаемость флюидов в системе будут изменяться. Таким образом, зная приблизительное время прорыва, можно изменить режим добычи скважины, чтобы задержать прорыв, что послужит увеличению срока эксплуатации скважины и, следовательно, приведет к более высокой суммарной нефтеотдаче. Также, после прорыва воды и/или газа, газовый и водонефтяной факторы будут увеличиваться в виде временной функции, что может привести к трудностям во время отделения флюидов из-за ограничений наземного производственного оборудования. Наиболее оптимальное расположение горизонтального ствола скважины, в котором прорыв воды и газа произойдет одновременно, повысит до максимума коэффициент нефтеотдачи для отрезка времени перед прорывом.

В данной главе представлен ряд аналитических подходов к оценке времени одновременного прорыва воды и газа, а также рассматривается проблема выбора наиболее оптимального расположения горизонтальной скважины при наличии газовой шапки и водоносного слоя. В таблице XX представлена информация о необходимых характеристиках коллектора и флюидов, которые учитываются в рамках каждого из трех представленных аналитических подходов.

Таблица 4: Свойства коллектора и флюидов

Длина скважины	[м]	400
Половина длины зоны притока	[м]	250
h, нефть	[м]	5,2

Kh горизонтальная проницаемость	[мд]	732
Kv вертикальная проницаемость	[мд]	522,8
Вязкость нефти	[сП]	0,47
Объемный коэффициент нефти	[м3/м3]	1,3
Плотность нефти	[г/см3]	0,812
Плотность воды	[г/см3]	1,02
Плотность газа	[г/см3]	0,000811716

Метод Чаперона

Первый аналитический подход представлен в рамках метода Чаперона, что является критической взаимосвязанностью для прорыва воды и газа в виде функции расстояния до водонефтяного и газового контактов соответственно. При помощи формулы X и X

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{Lq_c^*}{y_e} \right) (\rho_w - \rho_o) \frac{k_h [h - (h - D_b)]^2}{\mu_o B_o} \quad (X)$$

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{Lq_c^*}{y_e} \right) (\rho_o - \rho_g) \frac{k_h [h - (h - D_t)]^2}{\mu_o B_o} \quad (X)$$

$$F = 3,9624955 + 0,0616438 \times (a'') - 0,00054 \times (a'')^2$$

Где:

ρ_w = плотность воды

ρ_o = плотность нефти

P_g = плотность газа

K_h = горизонтальная проницаемость

K_v = вертикальная проницаемость

H = высота залежи

D_b = расстояние по вертикали между горизонтальной скважиной и водонефтяным контактом

D_t = расстояние по вертикали между горизонтальной скважиной и газовым контактом

μ_{no} = вязкость нефти

B_o = объемный коэффициент

L = длина сегмента горизонтальной скважины

F = безразмерная функция

$a'' = \mu_e/h^2$ (вертикальная проницаемость/горизонтальная проницаемость)

Y_e = половина длины зоны притока (перпендикулярно к горизонтальной скважине)

возможно построить кривую критического дебита по отношению к соответствующей вертикальной глубине эксплуатационной зоне, учитывая границу давлений газовой шапки и водоносного слоя.

Точка пересечения на полученном графике показывает одновременный критический дебит (q_{oc}) для прорыва газа и обводнения, а также соответствующее наиболее оптимальное размещение горизонтальной скважины (h_{opt}). Критический дебит, при котором флюиды воды и газа одновременно прорываются в скважину, представляет собой время до прорыва, при котором суммарная добыча нефти максимальна.

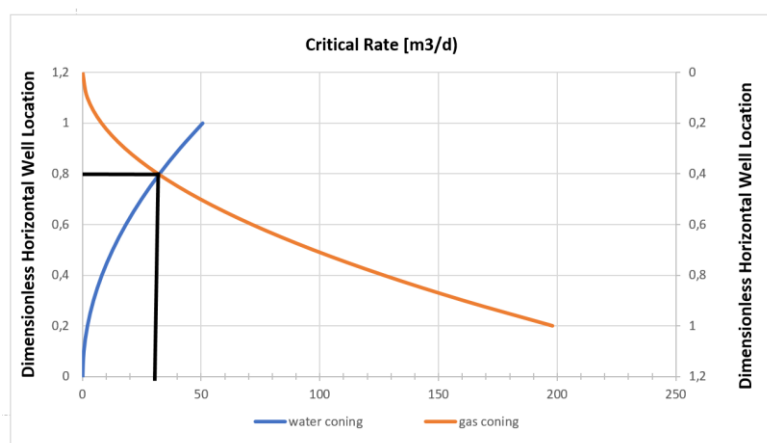
Результаты первого аналитического подхода, рассмотренного в данной главе, представлены в таблице XX. На основе данных таблицы и диаграммы становится очевидно, что образование конуса обводнения происходит гораздо быстрее, чем газовое конусообразование, что может быть объяснено меньшей разницей давления между водой и нефтью. Другой причиной можно считать силу трения воды, связанную с вязкостью, возникающую во время добычи нефти.

Таблица 5: Обобщенные результаты полуаналитического решения

b [%]	Q _{owc} [м3/д]	Q _{ogc} [м3/д]
1	50,79	198,09
0,9	41,14	160,46
0,8	32,51	126,78
0,7	24,89	97,07
0,6	18,29	71,31
0,5	12,70	49,52
0,4	8,13	31,69
0,3	4,57	17,83
0,2	2,03	7,92
0,1	0,51	1,98
0	0,00	0,00

Соответственно, на графике можно увидеть, что точка пересечения критического дебита конусов газообразования и обводнения расположена на 80 единиц выше водонефтяного контакта. В условиях нефтяного месторождения X это означает, что оптимальной вертикальной глубиной скважины для производственной зоны будет величина в 4 м над водонефтяным контактом.

Рисунок 7: критический дебит конусов газообразования и обводнения по отношению к расположению скважины



Другим результатом, определенным на рисунке XX, является критический дебит, который может быть оценен для дальнейшей разработки месторождения. Общая величина 30 м3/д определена как критический дебит для прорыва нефти и газа на данной вертикальной глубине. Чтобы упростить сравнение со вторым и третьим аналитическими методами, величина текущего объема добычи, полученная при помощи метода Чаперона, используется в качестве ориентира для дальнейших сравнений.

Метод Papatzacos

Papatzacos et al. также представили решение для определения наиболее оптимального расположения скважины для бесконечно длинных горизонтальных скважин в резервуаре с верхним слоем газа и нижним – воды. Метод может использоваться и для вычисления времени прорыва. Более того, в данном случае наиболее оптимальным положением скважины в вертикальной плоскости является высота устья скважины, при котором прорыв нефти и газа произойдет в одно и то же время.

Безразмерное время прорыва t_{DBT} и наиболее оптимальное положение скважины, β'_{opt} , могут быть вычислены при помощи следующих уравнений. Безразмерный расход потока q_D определяется как

$$q_D = \frac{325.86 \mu_o q_o B_o}{L \sqrt{k_v k_h} h (\rho_o - \rho_g)}$$

Безразмерное время прорыва t_{DBT} и оптимальное положение скважины, β'_{opt} , определяются как:

$$\beta'_{opt} = C_o + C_1 U + C_2 U^2 + C_3 U^3$$

$$\ln(t_{DBT}) = C_o + C_1 U + C_2 U^2 + C_3 U^3$$

$$U = \ln(q_D)$$

Необходимый коэффициент для формулы XX и формулы XX определен заранее и может быть найден в таблице XX. Как видно из таблицы, β'_{opt} и tDBT зависят от контраста плотностей, который представляет собой соотношение контраста плотностей нефти и газа. Контраст плотностей, который нужно вычислить до выбора коэффициента, может быть определен следующим образом при помощи формулы XX:

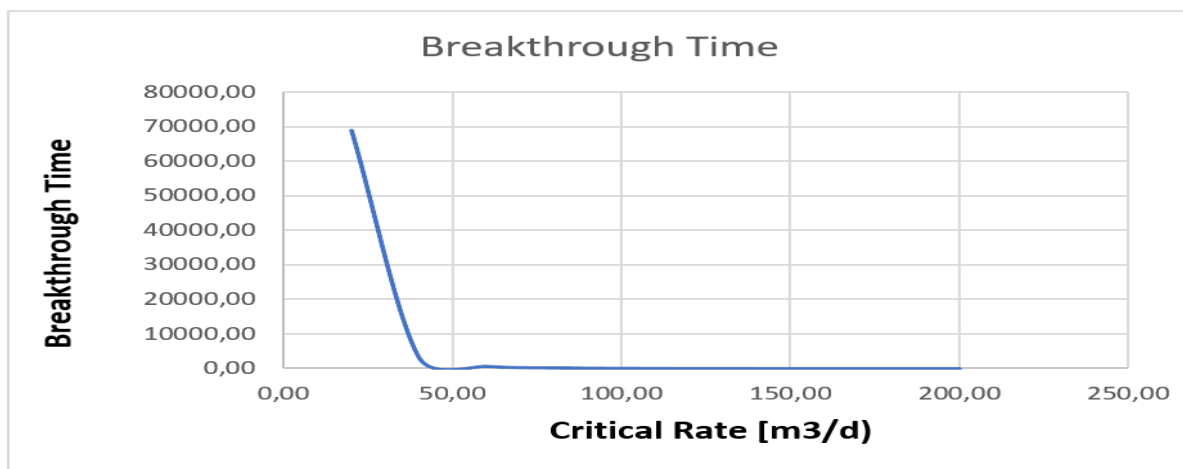
$$\psi = \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o - \rho_g}$$

Таблица 8: Коэффициенты для наиболее оптимального положения скважины

ψ	c_0	c_1	c_2	c_3
0.2	0.507	-0.0126	0.01055	-0.002483
0.4	0.504	-0.0159	0.01015	-0.000096
0.6	0.503	-0.0095	0.00624	-0.000424
0.8	0.502	-0.0048	0.00292	-0.000148
1.0	0.500	-0.0001	0.00004	0.000009
1.2	0.497	0.0042	-0.00260	0.000384
1.4	0.495	0.0116	-0.00557	-0.000405
1.6	0.493	0.0178	-0.00811	-0.000921
1.8	0.490	0.0231	-0.01020	-0.001242
2.0	0.488	0.0277	-0.01189	-0.001467

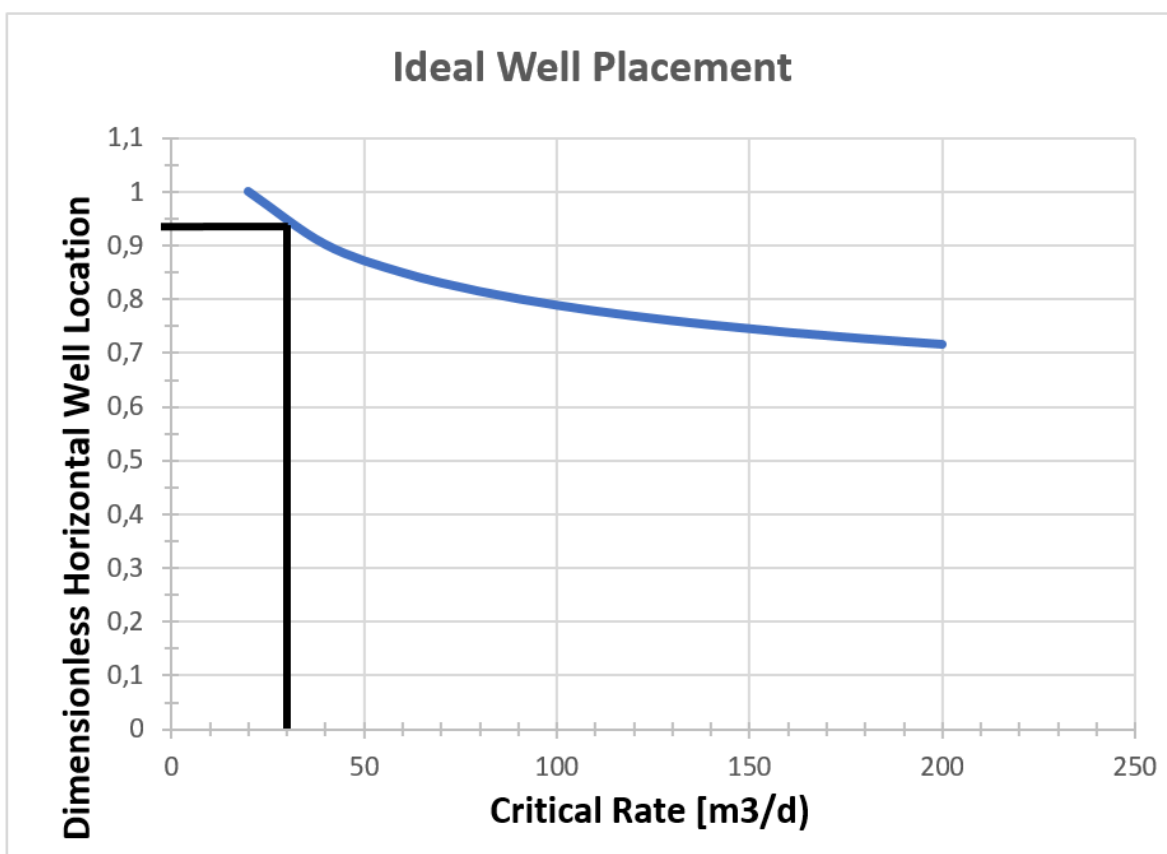
Вновь данные резервуара месторождения X используются для определения наиболее оптимальной глубины забоя, что описано Papatzacos. Результаты применения данного метода представлены на рисунке 10.

Рисунок 10: Результаты метода Papatzacos



На основе анализа времени прорыва, становится очевидно, что критический дебит может варьироваться от 0 до 40 м³/д. Для всех значений выше данного, можно ожидать короткое время прорыва. Результаты данного подхода соответствуют предустановленному дебиту 30 м³/д, обнаруженному при помощи метода Чаперона.

Рисунок 11: Результаты метода Papatzacos



Результатом идеального положения скважины является величина 94% выше водонефтяного контакта. Это значение на 14% выше величины, определенной при помощи предыдущего метода. Значение 94% в условиях данного резервуара представляет только расстояние в 26 см от газонефтяного контакта, который может на практике считаться действительным газонефтяным контактом.

Метод Wagenhofer

Третьим и последним аналитическим подходом для определения оптимальной глубины скважины является метод Wagenhofer et al. Данное исследование основано на полуаналитическом решении Papatzacos для разработки конусов обводнения и газообразования в горизонтальной скважине в анизотропном бесконечном пласте, когда двухфазная граница раздела фаз используется в качестве подвижной границы с гравитационным равновесием в конусах. Безразмерное время прорыва было рассчитано при помощи следующего уравнения:

$$t_{BTD} = 1 - (3q_D - 1) \ln\left(\frac{3q_D}{3q_D - 1}\right)$$

с безразмерным расходом потока, q_D , и безразмерным временем, t_D , определенным, соответственно, как

$$q_D = \frac{20.334 \times 10^3 q_o B_o \mu_o}{Lh(\rho_o - \rho_g) \sqrt{k_h k_v}}$$

$$t_D = 4.395 \times 10^{-5} \frac{(\rho_o - \rho_g) k_v t}{h \phi \mu_o}$$

Допуская постоянное давление на движущихся границах вместо равновесия в конусе, Papatzacos показал, что безразмерное время прорыва задано:

$$t_{BTD} = 1/6q_D$$

Оптимальное положение горизонтального ствола скважины, Z_{opt} , было определено Wagenhofer et al. Как расстояние между водонефтяным контактом и горизонтальной скважиной, на котором прорыв воды и газа происходит одновременно. Расстояние затем соответствует оптимальному положению горизонтальной скважины, при котором будет максимальной предшествующая прорыву суммарная добыча нефти без воды и добыча газа из газовой шапки.

Горизонтальная скважина изначально располагается в центре нефтяного участка в соответствии с газонефтяным и водонефтяным контактами, т.е. в вертикальной плоскости на расстоянии $z=h/2$ и при безразмерном вертикальном расстоянии $b= z/h =0.5$; эксплуатация такой скважины происходит при определенном постоянном дебите нефти. Газонефтяной и водонефтяной факторы, динамическое забойное давление горизонтальной скважины, среднестатистическое давление резервуара и насыщенность воды и газа в блоках резервуара были рассмотрены в виде функции времени. Было зарегистрировано время прорыва воды и газа, и на основе этих относительных величин скважина перемещалась по направлению к или от газонефтяного контакта в зависимости от того, произойдет ли прорыв газа раньше или позже, чем воды. Данная процедура проводилась до момента определения оптимального вертикального расстояния, Z_{opt} , и безразмерного вертикального расстояния, $b_{opt}=z_{opt}/h$. Точка пересечения обеих кривых была затем использована для определения оптимального безразмерного вертикального расстояния (горизонтальное размещение скважины) и времени соответствующего одновременного прорыва воды и нефти. Для определения данного соотношения в каждом случае потребовалось среднее значение в 5 интервалов.

Временное значение конусов обводнения и газообразования получено в виде функции дебита нефти, коэффициента подвижности, вязкости флюидов, проницаемости пластов, различий плотности, толщины слоев, пористости и т.д.

Далее, при помощи безразмерных групп, определенных следующими уравнениями XX-XX, соотношение оптимального положения ствола горизонтальной скважины в соответствии с водонефтяным и газонефтяным контактами было рассчитано в виде нелинейной регрессии:

$$b_{opt} = 0.7954 \frac{[L_{pD}]^{0.1569} [M_{wo}]^{0.0335} [m_{wo}]^{0.0662}}{[q_D]^{0.1143} [M_{go}]^{0.0742} [m_{go}]^{0.0835}}$$

Безразмерный расход потока:

$$q_D = \frac{10.185 \times 10^{-3} q B_o \mu_o}{A \sqrt{\Delta(\gamma_{wo})} \sqrt{\Delta(\gamma_{og})} \sqrt{k_v k_h}}$$

Безразмерный коэффициент водонефтяной и газонефтяной подвижности:

$$M_{jo} = \frac{\mu_o / k_{ro}(S_{wc})}{\mu / k_{rj}(1 - S_{or})} ; j = w, g$$

Длина безразмерной перфорации горизонтальной шахты:

$$L_{pD} = \frac{h L_p}{43650 A}$$

Масштабы безразмерной газовой шапки:

$$m_{go} = \frac{h_g}{h} \phi$$

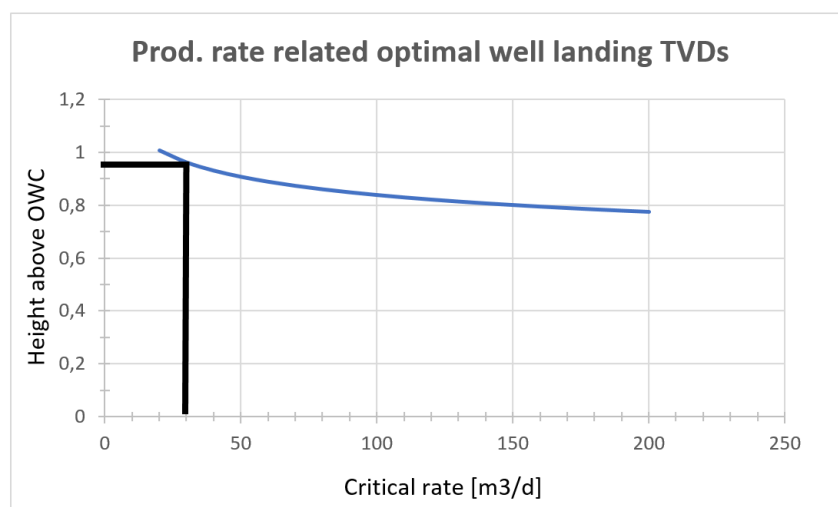
Масштабы безразмерного водоносного слоя:

$$m_{wo} = \frac{h_w}{h} \phi$$

При помощи приведенной выше формулы и доступной информации о резервуаре нефтяного месторождения X был построен следующий график. Как можно увидеть, чем

выше дебит нефти, тем ниже должна быть рекомендуемая высота над водонефтяным контактом.

Рисунок 11: Результаты метода Вагенхофера



Идеальное положение скважины, определяемое на основе метода Wagehofer, будет на 96% вверх нефтяной залежи на 5м выше водонефтяного контакты. Прорыв воды и газа, вычисленный по приведенным уравнениям, таким образом, будет находится в наиболее удаленной точке от водонефтяного контакта.

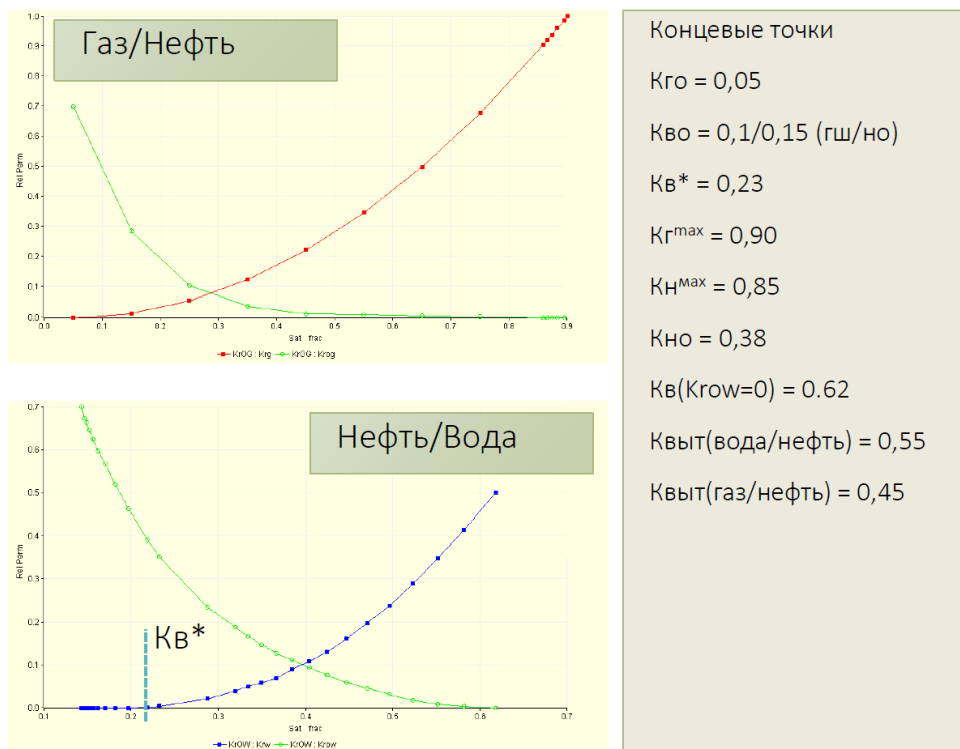
Simulator Model

The simulator programs used for the numerical analysis are Petrel and TNavigator. Petrel is used to model the oil rim and its water and gas coning effect in a well that was being modeled along different TVD depth between the active aquifer and the relatively small gas cap. Furthermore, the horizontal wells with the selected completion setting of the were set up in petrel. The

A life oil model was used that consisted of a total of 344760 blocks and 8 already existing wells with relevant history data. The 3-dimensional cartesian grid system is characterized by 65 blocks in X-direction, 102 blocks in Y-direction and 52 blocks in Z-direction. The ninth well is the planed well, which was tested and calibrated for an optimal well configuration. The reservoir model used for the simulation of different TVD locations and AICD settings is characterized by a homogeneous and relatively isotropic oil zone. Friction losses along the production zone were assumed as negligible. The fluid properties of the reservoir that were being used for the model are presented are the same as

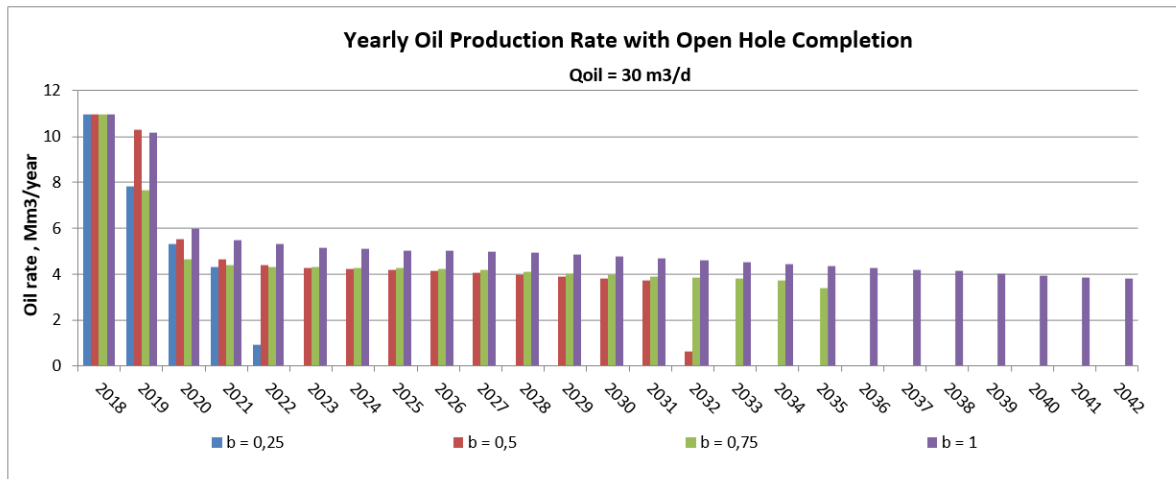
used for the analytical calculations in the previous chapter. The PVT data, representing the the oil-gas and water-oil relative permeability curves can be seen in figure 13

Figure 13: Relative Permeabilities

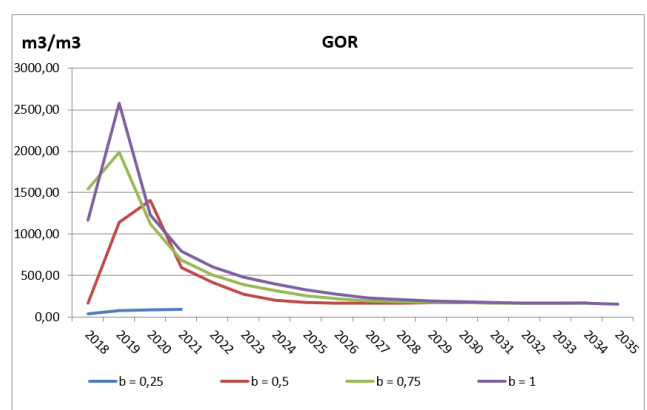
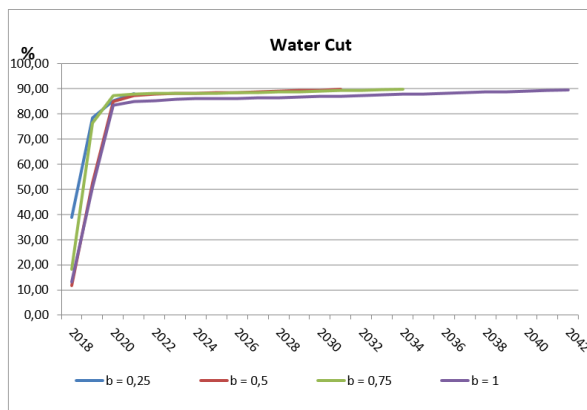


As some AICD case simulations problems were experienced with the petrel software, TNavigator was used to execute the simulation runs with the different AICD settings and to find the optimal configuration.

The numerical approach to find the optimal well placement was conducted with a liner ID of 115mm and an AICD strength of 0,0002002. First of all the ideal TVD was to be found out. A total of 4 different TVD options were chosen starting from $b = 0,25$ which stands for a 25% distance from the OWC in terms of the full net pay thickness. Further, $b = 0,5$, which is the center of the net pay zone, $b = 0,75$ and $b = 1$, which is the location on the gas cap, was chosen. Equal completion configurations were selected within each of the production interval depth to assure comparability during the analysis. The completion configuration is characterized by a continuous open hole section over a 400 m production interval. The following diagram presents the comparison of production behavior of each TVD section over a 24 years time period.



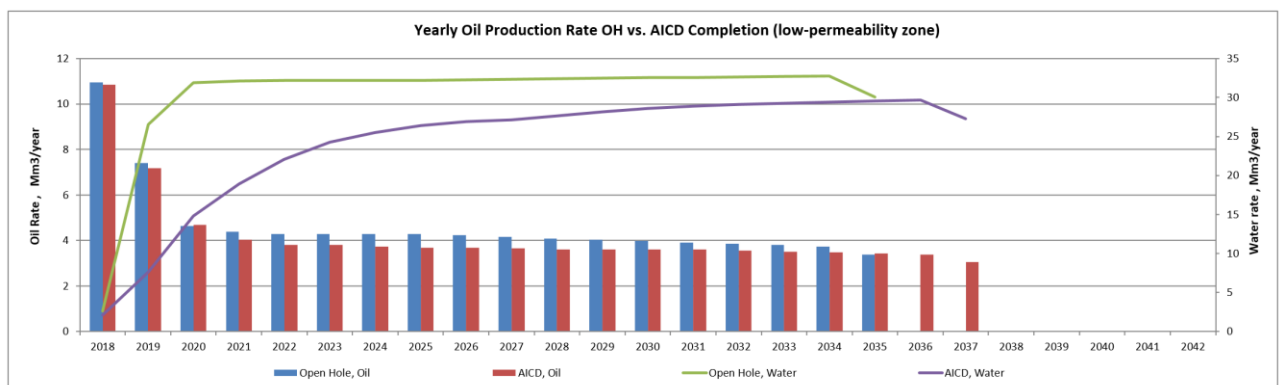
As can be seen from figure14 the further the horizontal well is located away from the OWC, the longer oil can be produced without the well being shut down. The reason behind this becomes apparent when analyzing the results of the water cut and GOR data. The water cut rises faster at the WOC and the GOR rises faster at the GOC respectively. Although both types of coning happens in the first two to three years, it is apparent that the water cut is the more influential reason for the reduced oil production rate, the the water cut limit of 90% is faster reached with earlier water breakthrough.



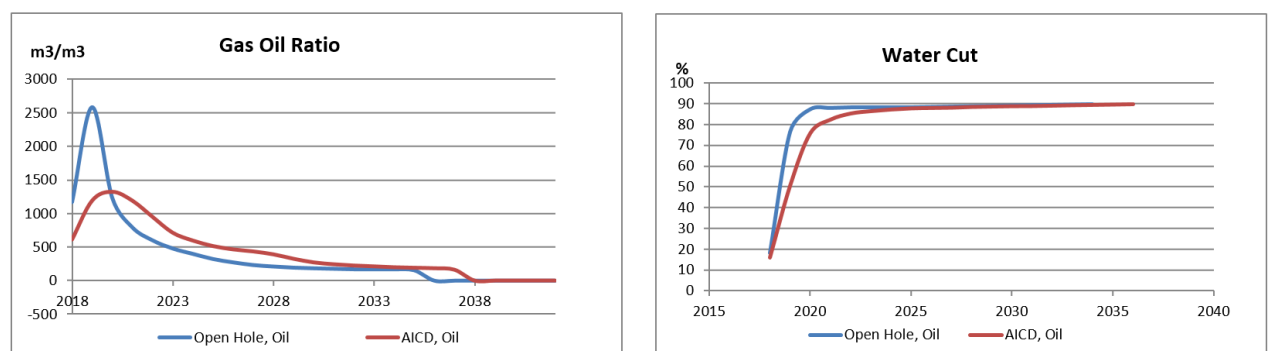
The cumulative oil that would be produced over the 24 year time window is summarized in the table5 for each considered TVD.

TVD (b)	Cum. Oil (Mm3)
1,0	126,28
0,75	83,05
0,50	72,04
0,25	28,60

For the AICD configuration the TVD location $b = 0,75$ has been selected as high gas production should be avoided. At the figureXX results are presented for a completion within the low-permeability zones of the completion. The interval length of the open hole section and the AICD completion are kept the same. From the presented diagram can be seen that the AICD has a longer production time then the open hole option. Although the production rate of the AICD completion decreases faster, the production period continues for a longer period. Looking at the water production rate, the AICD also represents advantages over an open hole completion. The water breakthrough happens much slower and also less water is produced.



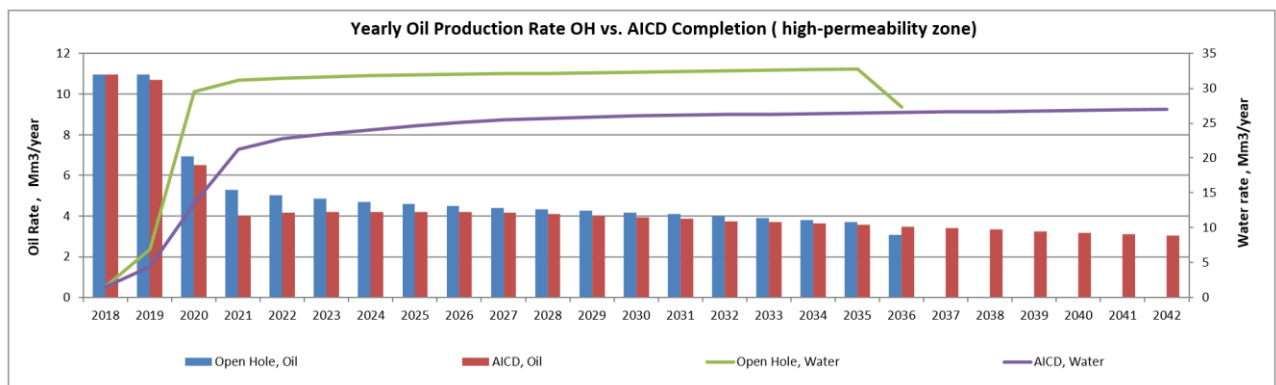
Considering the data from the GOR and water cut analysis, it can be seen that also gas coining happens later and also that less gas is being produced.



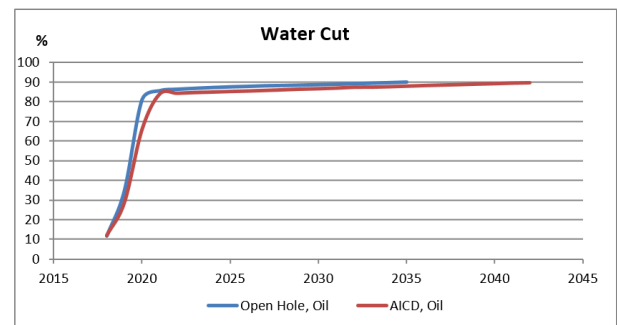
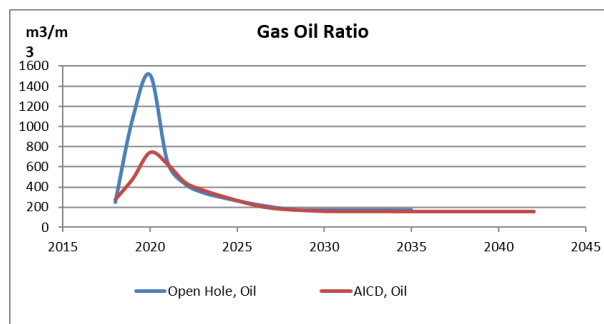
Comparing the AICD completion with the open hole completion for the low-permeability case, it can be said, that although the cumulative oil production increases only by 1 percent, the reduction of water and gas production are more significant with a 15% reduction of produced water and gas. The next tableXX summarizes the results.

Case	cum. Oil (Mm3)	cum. Water (Mm3)	cum. Gas (Mm3)
OH	83,053	543,78	56557,4
AICD	83,316	482,706	47622,1

Another option was to install or perforate into the high permeability zones. In general a slower decrease in the annual oil production rate can be observed. The water production of the AICD is lower than in the case before and therefore the production times is also increased by 5 years in case of the AICD



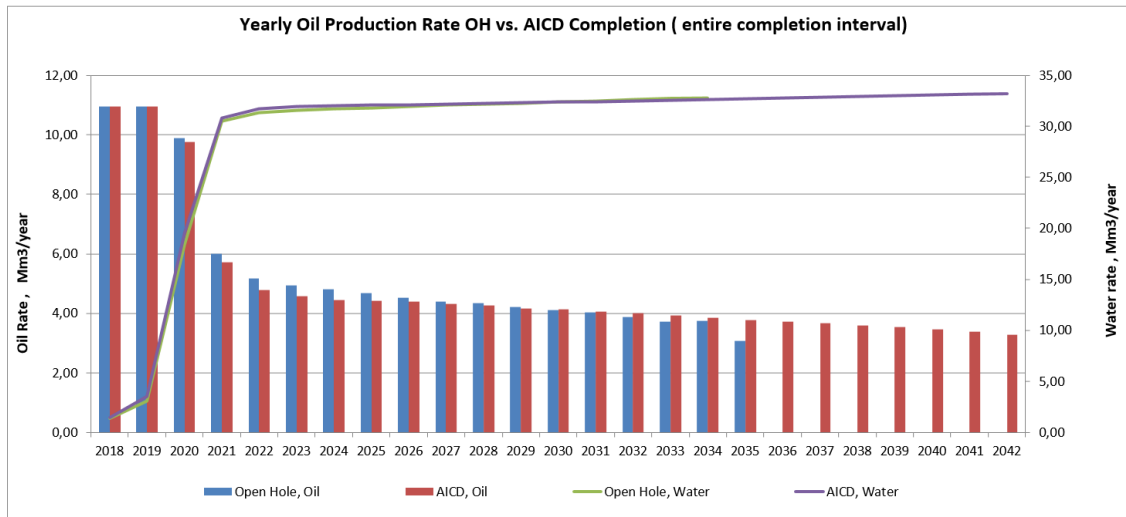
Observing the GOR and the water cut again, it can be seen that the differences concerning those two factors decrease when comparing both completion methods. Still, the gas breakthrough is firstly more severe and secondly much more gas is produced until the end of the production period. The difference in water cut is minor to the previous case.



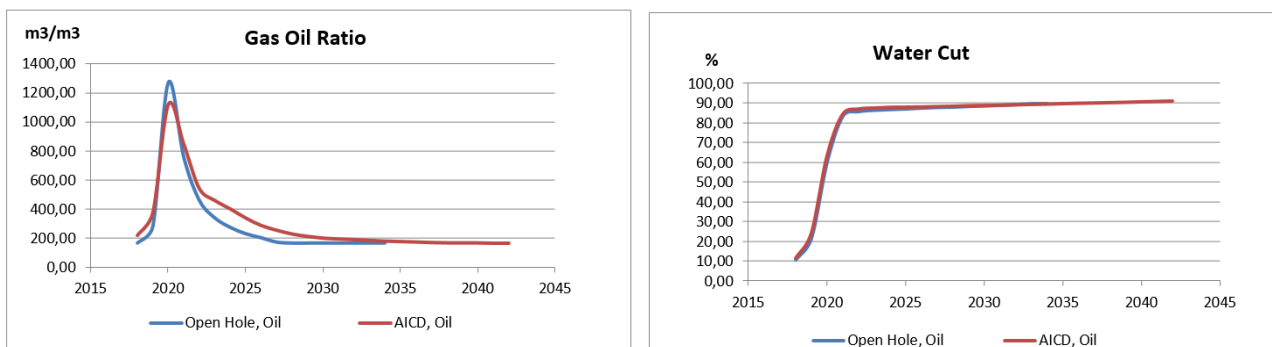
During the high permeability case the oil production could be increased by 8,8 percent. Although the cumulative water even experienced an increase the gas could be reduced by 35 percent.

Case	cum. Oil (Mm3)	cum. Water (Mm3)	cum. Gas (Mm3)
OH	96,9584	546,322	43493,4
AICD	110,304	584,428	32073,6

Last but not least, the case where the entire horizontal production section was installed with AICDs or perforated, is being considered. It becomes clear that this configuration contains the least advantages in water or gas reduction. The diagrams presented in the following although proving an increase in production time, show now reduction in water or gas production.



This can be confirmed by the GOR and water cut data in the following. Both completion cases are quite similar to each other.



Therefore, not only the oil production rate is been increased but also the cumulative water and gas production. This option seems stands for the least beneficial one.

Case	cum. Oil (Mm3)	cum. Water (Mm3)	cum. Gas (Mm3)
OH	96,7821	497,789	35331,4
AICD	125,53	779,99	57598,50

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

First of all the analytical and numerical results concerning the right TVD for the horizontal well do match with each other. Due to the relatively high vertical permeability a water breakthrough can be expected very early during the field development. The analytical methods, which took the vertical permeability into consideration, reflected the results gotten from the numerical approach. Another reason for this early breakthrough behavior is the density difference of the reservoir oil and reservoir water, which is, due to the light oil relatively small in the case of oil field X. The density difference between oil and gas on the other hand is much higher, which is the reason for a smaller likelihood of gas coning. Therefore, concerning the given oil rim reservoir the best choice is to drill the horizontal well very close to the gas cap. Another justification for this decision is the rising oil level, due to the decreasing gas cap, which is in the case of oil field X a rather small one.

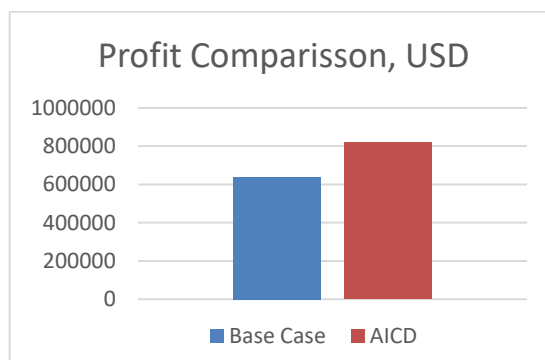
In terms of the the AICD application the mentioned small density difference is also the cause of the observed low choking efficiency concerning water. Nevertheless, the analysis has shown that the application of AICD has a clear effect on the production behavior of the new well. Within low permeability zones the AICD is especially useful to reduce the gas and water cut, although cumulative oil barely increases. On the other hand, within high-permeable zones, oil production is dramatically increased although water cut is reduced minimally. Gas reduction on the other hand can be efficiently reduced to a very high extend in this case. The last case is the least effective, as almost no difference in oil or water reduction can be recognized.

ECONOMICS

For the economic calculation and the prediction of the economic benefit of the new technological application, it is necessary to incorporate not only the cost of the new well but also the cost of the AICD technology that is installed subsurface. Considering the decreased cost of water treatment facilities and penalties for excessive gas flaring the safed capital outlay works in favor for the economic efficiency. The additional oil that can be produced also adds up to the probable economic benefits of the project. Considering the decreased cost of water treatment facilities and penalties for excessive gas flaring the safed capital outlay works in favor for the economic efficiency. The additional oil that can be produced also adds up to the probable economic benefits of the project. Considering the decreased cost of water treatment facilities and penalties for excessive gas flaring the safed capital outlay works in favor for the economic efficiency. The additional oil that can be produced also adds up to the probable economic benefits of the project. Considering the decreased cost of water treatment facilities and penalties for excessive gas flaring the safed capital outlay works in favor for the economic efficiency. The additional oil that can be produced also adds up to the probable economic benefits of the project. Nevertheless, the cost of a new well to be drilled is 4 million USD. The equipment cost for the AICD is 243 000 USD. The additional rig time to install the new technology after drilling the horizontal well is to be accounted for 57 000 USD. With an oil price of 53 USD per Barrel

	Base Case USD	AICD Case USD	Difference USD
Cost of the well	4000000	4000000	0
Cost of AICD	0	243 000	243000
Rig time Cost	47833	89399	41566
Total			284566

Taking the capital expenditure into consideration with the surplus of 13346 m3 of oil that can be produced from the second case scenario and calculating an oil price of 52 USD per barrel then a capital benefit from the additional oil of 2081976 USD can be generated. Taking away the cost for the additional technology the profil will be 179410 USD.



СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В соответствии с требованиями «Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» РД -08-492-02 [34] на скважине 6 консервационный мост был установлен в интервале 1948-2025 м, в скважине 7 – 1665-1715 м, в скважине 8 – 1740-1790 м. После ОЗЦ и испытания моста на прочность скважина промывалась на голове моста в течение 1,5 циклов с отработкой промывочной жидкости ингибитором коррозии. Комбинированное НКТ-73/48 поднималось на 100 м выше головы моста и подвешивалось на планшайбе, приустьевая часть ствола скважины в интервале 0-10 м заполнялась незамерзающей жидкостью (дизтопливо). Устанавливалась фонтанная арматура на устье и производилась ее опрессовка на давление опрессовки эксплуатационной колонны водой с использованием бесбера. После закрытия всех задвижек и снятия с них штурвалов и манометров на фонтанной арматуре устанавливалось металлическое ограждение, на котором укреплялась табличка с указанием номера скважины, месторождения, предприятия-недропользователя недр, срока консервации. Проводилась планировка прискважинной площадки, составлялись акты на консервацию и представлялись в НВУ Ростехнадзора. Продление сроков консервации по скважинам 7 и 6 осуществлялось ООО ежегодно и согласовывалось с Нижне-Волжским Управлением Ростехнадзора в соответствии с требованиями Инструкции РД 08-492-02 [48]. Прекращение консервации скважин 6 и 7 осуществлялось на основании плана работ на расконсервацию, разработанного ООО и согласованного с Нижне-Волжским Управлением Ростехнадзора. На договорных началах работы по расконсервации проводились бригадой по капитальному ремонту скважин ООО. По завершении работ по расконсервации скважина передавалась ООО в соответствии с актом сдачи-приемки наземного и подземного оборудования. ООО составлялся акт на расконсервацию скважины и представлялся в НВУ Ростехнадзора в соответствии с требованиями РД 08-492-02 п.3.5.2 [34]. После завершения обустройства месторождения X инфраструктурой для добычи углеводородного сырья расконсервированные скважины были введены в эксплуатацию в соответствии с «Проектом пробной эксплуатации газонефтяного месторождения X Волгоградской области», разработанного ЗАО «ВолгоградНИПИнефть» в 2008 г. Согласно договора № 29В/13 от 10.06.2013 г ЗАО «ВолгоградНИПИнефть» разработан «Проект пробной эксплуатации бобриковского горизонта газонефтяного месторождения X» (данный проектный документ), в котором для обеспечения планируемых объемов добычи УВС предусматривается бурение новых эксплуатационных и разведочных скважин. Таким образом, по состоянию на 01.01.2015 г, добывающий фонд месторождения будет представлен скважинами с практически однотипной конструкцией, наклонно-направленными стволами с

горизонтальным окончанием и обсаженных хвостовиками диаметром 114 х 101,6 мм (за исключением скважины 6, имеющей вертикальный ствол, обсаженный эксплуатационной колонной диаметром 168 мм и реальную возможность при необходимости бурения бокового ствола. Месторождение по кровле бобриковского горизонта представляет собой массивную водоплавающую залежь с газовой шапкой с пластовым давлением газонасыщения 20,88 МПа и газовым фактором продукции 147,7 м³/т. Тип коллектора – терригенный, поровый, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,3 м при средней общей толщине 49,5 м водонасыщенная толщина – 43,8 м содержание сероводорода – 0,668 – 1,935 мол %.

С учетом горно-геологических особенностей месторождения X, фактических конструкций добывающих скважин с горизонтальным окончанием стволов, наличием подошвенной воды и газовой шапки в процессе разработки терригенной залежи бобриковского горизонта в соответствии с РД 08-492-02 п. 3.4.1 [34] возможными причинами консервации добывающих скважин в процессе их эксплуатации могут быть: □ прорыв газа газовой шапки к забою добывающей скважины. Срок консервации – до выравнивания газонефтяного контакта;

- снижение дебита добывающей скважины до величин, предусмотренных проектом разработки. Срок консервации – до восстановления добывных возможностей за счет работ по интенсификации притока или изоляционных работ;
- прорыв пластовой воды к забою добывающей скважины, интенсивный рост обводненности продукции этой скважины. Срок консервации – до проведения работ по изоляции водопритока, до выравнивания фронта продвижения водонефтяного контакта;
- низкая экономическая эффективность добычи нефти ввиду низкой цены на нефть. Срок консервации – до изменения цен на нефть или изменения системы налогообложения, если временная консервация не нарушает процесса разработки месторождения;

- скважины, достигшие нижнего предела дебита, установленного проектом разработки месторождения и подлежащие ликвидации по категории 16 (РД 08-492-02 п.2.1) [34], если в перспективе эти скважины могут быть рационально использованы в системе разработки месторождения. Срок консервации – до проведения работ по использованию скважин в иных целях без их ликвидации;
- прекращение эксплуатации скважин по требованию государственных органов надзора и контроля. Срок консервации – до проведения необходимых мероприятий по охране недр, окружающей среды и т.д.

Согласно принятой гидродинамической модели месторождения X, в данном проектом документе представлена расчетная динамика добычи углеводородов по годам с планируемым выбытием скважин из эксплуатации в заключительный период разработки. При отсутствии необходимости использования выбывших скважин в разработке месторождения или иных хозяйственных целях (утилизация добываемой пластовой воды, использование в качестве контрольных или наблюдательных и др.) такие скважины согласно РД 08-492-02 п.1.3 [34] подлежат ликвидации. Ликвидация скважин производится по инициативе недропользователя ООО в сроки, согласованные с Нижне-Волжским Управлением Ростехнадзора по экологическому и технологическому надзору. При наличии соответствующего проектного документа на ликвидацию скважин, работы по ликвидации (консервации) добывающих скважин месторождения X с учетом проверки их технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечиваемым выполнение проектных решений по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды и согласованным с НВУ Ростехнадзора. Учитывая горно-геологические особенности месторождения X, фактические конструкции добывающих скважин с вертикальными и наклонно-направленными стволами с горизонтальным окончанием и обсаженных фильтрами – хвостовиками, скважины добывающего фонда месторождения, эксплуатирующие залежь бобриковского горизонта, могут быть ликвидированы по следующим причинам согласно РД 08-492-02 [34]:

- по I категории пункт «б» как скважины достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектом или технологической схемой разработки месторождения, обводнившиеся пластовой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения при отсутствии необходимости их дальнейшего использования в качестве контрольных (наблюдательных, пьезометрических) или в иных хозяйственных целях [34] пункт 2.1.1;
- по I категории пункт «г» добывающие скважины после обводнения переведенные в контрольные, нагнетательные и другие категории при отсутствии необходимости их дальнейшего использования;
- по II категории пункт «а» (ликвидация по геологическим причинам) скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях (в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области месторождения, давшие непромышленные притоки углеводородов), а также скважины, где были проведены работы по интенсификации притока, которые не давали положительных результатов [пункт 2.1.2];
- по III категории ликвидируются скважины или часть ствола по техническим причинам как аварийные. К ним относятся скважины, где прекращение работы по строительству, капитальному ремонту или эксплуатации вследствие аварий, инцидентов и осложнений, ликвидировать которые существующими методами невозможно или экономически нецелесообразно. По пункту III «а» - фонтаны, пожары, аварии с колоннами, бурильными трубами, НКТ, геофизическими причинами;
- по III категории пункт «б» ликвидируются скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать которые не представляется возможным;
- по III категории пункт «в» ликвидируются скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны в результате ее коррозионного износа вследствие длительной эксплуатации в агрессивной среде.

Как отмечалось ранее, ликвидация скважин должна осуществляться в соответствии с Проектом на их ликвидацию, требованиями действующей нормативно-технической документации и «Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов» РД 08-492-02 [34]. В Проекте должны быть разработаны технические и

технологические решения, обеспечивающие промышленную безопасность, сохранность месторождения, безопасность жизни и здоровья людей, сохранность окружающей природной среды и их экологическую безопасность. Одним из технических решений по ликвидации добывающих скважин является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза месторождения X и конструкции скважин. Высота цементных мостов и места их установки в обсаженных эксплуатационными

Для условий газонефтяного месторождения X установку ликвидационных цементных мостов рекомендуется производить в соответствии с РД 05-06-03 [48]

«Технология установки цементных мостов различного назначения в сложных гидродинамических условиях». Способ установки мостов – на равновесие, метод установки – с контролем по объекту. В проектной документации и плане работ на ликвидацию скважин должны быть приведены исходные и расчетные данные по установке цементных мостов, компонентный состав цементных растворов и буферных жидкостей, тип замедлителя загустевания цементного раствора, требуемое количество материалов и тампонажной техники, компоновки инструмента для установки мостов и испытания их на прочность и герметичность, характеристика заливочных труб, тип продавочной жидкости, расчетные нагрузки испытания мостов на прочность и давления гидравлической опрессовки цементных мостов, время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

Практически во всем добывающем фонде месторождения только поисковая скважина – первооткрывательница №6 имеет вертикальный ствол, обсаженный эксплуатационной колонной диаметром 168 мм. Колонна спущена на глубину 2222 м, зацементирована до 95 м от устья. Интервал перфорации продуктивного пласта бобриков-ского горизонта 2107-2108 м. В соответствии с требованиями РД 08-492-02 при ликвидации этой скважины должны быть установлены цементные мосты в интервалах: 2037-2128

м – в интервале перфорации эксплуатационной колонны и 1235-1285 м – в интервале башмака технической колонны диаметром 245 мм. Этот мост должен быть опрессован на давление последней опрессовки эксплуатационной колонны и испытан на прочность раз грузкой НКТ-73.

подавляющее большинство добывающих скважин на месторождении X имеют наклонно-направленные стволы с горизонтальным окончанием. Эксплуатационная колонна спущена в кровлю продуктивного пласта бобриковского горизонта, в горизонтальный участок

ствола спущен без цементированья фильтр – хвостовик диаметром 101,6 мм, выше башмака эксплуатационной колонны находится зацементированная часть хвостовика диаметром 114 мм длиной от 140 м до 212 м (скв.7, 8, 111, 112).

В Инструкции РД 08-492-02 представлены интервалы и места установки ликвидационных цементных мостов только для вертикальных скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами. Для наклонно-направленных стволов с горизонтальным окончанием и установленными без цементированья фильтрами-хвостовиками информация по установке ликвидационных цементных мостов в инструкции отсутствует. Учитывая опыт ликвидации вертикальных скважин различного назначения в Волгоградской области (в том числе и скважин ООО) можно рекомендовать установку ликвидационных цементных мостов в скважинах месторождения с наклонно-направленными стволами с горизонтальным окончанием в следующих местах и интервалах по стволу с учетом фактической конструкции скважин:

- Мост №1 устанавливается в хвостовике диаметром 114 мм в интервале башмака эксплуатационной колонны диаметром 168 мм на 50 м выше и ниже башмака;
- Мост №2 на голове хвостовика диаметром 114 мм на 50 м выше головы хвостовика в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм и на 50 м ниже головы в хвостовике диаметром 114 мм;
- Мост №3 в интервале башмака технической (промежуточной) колонны на 25 м выше и ниже башмака. ОЗЦ не менее 24 часов.

Мост №1 испытывается на прочность разгрузкой НКТ, мосты №2 и 3 испытываются на прочность разгрузкой НКТ (или СБТ в зависимости от компоновки заливочных труб) и гидравлической опрессовкой на давление последней опрессовки эксплуатационной колонны.

Ликвидационные работы в соответствии с планами работ, разработанными ООО проводит на договорных началах подрядная организация по капремонту (например, ООО

имеющая лицензию на соответствующий вид деятельности, парк станков капремонта, оборудование и опытных исполнителей.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ, должны устраняться по дополнительному плану работ, разработанному подрядной организацией и согласованному с недропользователем ООО. Только после их устранения могут быть продолжены работы в соответствии с планом изоляционно-ликвидационных работ по конкретной скважине. Добывающие скважины месторождения X расположены на землях предположительно не используемых для сельскохозяйственных целей. После завершения всех работ по установке ликвидационных цементных мостов, испытанию их на прочность и герметичность, демонтируется устьевое оборудование и его обвязка, на устье устанавливается на технической колонне глухой фланец с аварийным патрубком и вентилем. На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м, с репером высотой не менее 1 м и металлической таблицей, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождения, недропользователь, дата ликвидации. На все проведенные работы по ликвидации скважины составляются акты выполненных работ за подписью исполнителей и заверенных подписью и печатью недропользователя. На основе этих актов составляется акт на ликвидацию скважины и представляется в НВУ Ростехнадзора на согласование. После согласования акт утверждается руководством недропользователя.

Согласно РД 08-492-02 пункт 2.2.2.9 [34] при расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устье скважины углубляется не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе. Заглушка покрывается антикоррозионным лаком и засыпается землей, на заглушке крепится металлическая таблица с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты ликвидации. Выкопировка плана местности с указанием местоположения ликвидированной скважины передается землепользователю, в деле скважины делается отметка о передаче плана местности землепользователю. На завершающем этапе разработки месторождения X одновременно с ликвидацией добывающих и контрольных скважин будет осуществляться демонтаж и вывоз нефтегазопромыслового оборудования и транспортной системы промысла в соответствии с решением недропользователя ООО на ликвидацию месторождения и объектов нефтедобычи. Работы по демонтажу и вывозу оборудования промысловых объектов должны проводиться по плану работ, разработанному недропользователем. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ, должны устраняться по дополнительному плану работ,

разработанному подрядной организацией и согласованному с недропользователем ООО и НВУ Ростехнадзора. Только после их устранения могут быть продолжены работы в соответствии с планом изоляционно-ликвидационных работ по конкретной скважине. Добывающие скважины месторождения X расположены на землях предположительно не используемых для сельскохозяйственных целей. После завершения всех работ по установке ликвидационных цементных мостов, испытанию их на прочность и герметичность, демонтируется устьевое оборудование и его обвязка, на устье устанавливается на технической колонне глухой фланец с аварийным патрубком и вентилем. На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1х1х1 м, с репером высотой не менее 1 м и металлической таблицей, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождения, недропользователь, дата ликвидации. На все проведенные работы по ликвидации скважины составляются акты выполненных работ за подписью исполнителей и заверенных подписью и печатью недропользователя. На основе этих актов составляется акт на ликвидацию скважины и представляется в НВУ Ростехнадзора на согласование. После согласования акт утверждается руководством недропользователя. Согласно РД 08-492-02 пункт 2.2.2.9 [34] при расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устье скважины углубляется не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе. Заглушка покрывается антикоррозионным лаком и засыпается землей, на заглушке крепится металлическая таблица с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты ликвидации. Выкопировка плана местности с указанием местоположения ликвидированной скважины передается землепользователю, в деле скважины делается отметка о передаче плана местности землепользователю. На завершающем этапе разработки месторождения X одновременно с ликвидацией добывающих и контрольных скважин будет осуществляться демонтаж и вывоз нефтегазопромыслового оборудования и транспортной системы промысла в соответствии с решением недропользователя ООО на ликвидацию месторождения и объектов нефтедобычи. Работы по демонтажу и вывозу оборудования промысловых объектов должны проводиться по плану работ, разработанному недропользователем в соответствии с требованиями «Проекта на ликвидацию промысловых объектов газонефтяного месторождения X», выполненного проектной организацией, имеющей опыт проектирования обустройства нефтяных и газовых месторождений. Работы по ликвидации месторождения проводятся на договорных началах с субподрядными организациями. На все проведенные работы составляются соответствующие акты за подписью исполнителей, заверяются подписью и печатью руководства ООО. Во всех случаях, независимо от сроков проводимых работ по ликвидации (консервации) скважин и

промысловых объектов по окончании срока разработки месторождения X территория вокруг скважин и ликвидированных промысловых объектов, включая транспортную систему в пределах разрешенного земельного отвода подлежит рекультивации в соответствии с «Основными положениями о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», утвержденными Минприроды РФ 22.12.1995 г. за №525/67 [49] и действующими в РФ ГОСТами, регулирующими порядок выполнения рекультивации и оформления результатов выполненных работ [50] [51] [52]. Рекультивация почв представляет собой комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народно-хозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды и состоит из двух этапов – технического и биологического. Технический этап рекультивации включает восстановление нарушенных земель, переданных во временное пользование ООО и проводится силами недропользователя или на договорных началах подрядной организацией, проводившей ликвидацию (консервацию) скважин и промысловых объектов. Для условий месторождения X техническая рекультивация земель будет проводиться последовательно по мере выбывания скважин в процессе разработки месторождения и на завершающем этапе при проведении работ по ликвидации месторождения.

После ликвидации скважин, демонтажа установки капитального ремонта и промысловых объектов территория объекта должна быть очищена от бетонных стоек и фундаментов, металла, строительного мусора и загрязненного слоя грунта, засыпаны рвы и траншеи, ямы и впадины, произведена полная планировка площадок и земельного отвода, корректировка ландшафта и нанесение плодородного слоя.

Земельный участок должен быть возвращен землепользователю в состоянии, пригодном для использования по первоначальному назначению. Биологический этап рекультивации проводится землепользователем или специали

зированной организацией на договорных началах с ООО и включает мероприятия по восстановлению нарушенных земель, защите почв от водной и ветровой эрозии, а также комплекс агротехнических мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, биохимических и других свойств почвы. Биологический этап рекультивации предусматривает:

- обработку почвы (рыхление, глубокая отвальная вспашка, боронование, прикапывание);

- внесение минеральных и органических удобрений;
- посев многолетних трав.

Биологическая рекультивация должна осуществляться в соответствии с комплексом мероприятий по ее проведению или разработанным соответствующим проектом, в котором должны быть отражены последовательность биологической рекультивации, необходимая техника, материалы и определены затраты на ее проведение.

После завершения полной рекультивации земли передаются по акту землепользователю для дальнейшего окультуривания и вовлечения, при необходимости, в сельско-хозяйственный оборот или по первоначальному назначению в соответствии с требованиями «Основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [49], ГОСТ 17.5.1.01-83 [50], ГОСТ 17.5.3.04-83[51], и ГОСТ 17.5.3.06-85 [52].

На работы по рекультивации земли составляется акт, содержащий перечень проведенных мероприятий по рекультивации загрязненных и нарушенных земель с указанием сроков исполнения, анализа почв и растительности после завершения рекультивации, а также анализ незагрязненных почв с оценкой качества проведенных рекультивационных работ. На основании этого акта производится передача земли землепользователю с указанием координат места положения ликвидированных объектов. Акт передачи земли подписывается представителями недропользователя и землепользователя и заверяются печатями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Evaluation of Oil and Dissolved Gas Reserves on the Avilovskoye Field as of 01.01.2008. Report as per Contract # №40-0745-105B/07.VolgogradNIPIneft. Contract Manager- V.V. Kalinin. Volgograd, 2008. – 73 p.
2. Minutes of State Committee of Reserves # 18/570 as off 23.07.2008. Meeting was conducted in the presence of head of Geology Department of Gas, Underground Water and Constructions.
3. Development regulations of oil and gas and oil fields. Nedra. M., 1987 – 66 p.
4. Regulations relating to planning of oil and gas-and-oil fields development. Appendix to order of RF Ministry of Natural Resources # 61 as of 21.03.2007. - M., 2007 - 96 p.
5. Regulations relating to creating of adjustable geologic-technological models of oil and gas-and-oil fields; WD 153-39.0-047-00. - M., 2000 – 130 p.
6. Regulations relating to creating of adjustable geologic-technological models of oil and gas-and-oil fields (Part 1. Geological models and Part 2. Filtration Models). – M.:OJSC VNIIOENG, 2003.
7. Safety rules in oil and gas industry. SR 08-624-03. - M., 2003.
8. Regulations Instruction on geophysical, hydrodynamic, geochemical investigation in oil and gas fields; WD 153-39.0-109-01, Minenergo RF. - M., 2002. – 75 p.
9. Instructions on Geophysical Well Survey, Hydrodynamic, and Geochemical Investigations in Oil and Gas Fields. RD153-39.0-110-01, Minenergo RF. - M., 2002. - 121 p.
10. Investigations of core and cuttings from the Avilovskaya well # 6. Report of LUKOILVolgogradNIPImorneft Ltd. – Volgograd, 2007. – 227 p.
11. Conclusion on complex hydrodynamic investigation results and analysis of crude oil from the Avilovskaya prospecting well # 6 (the Bobrikovian Fm., perforation interval: 2107,0-2108,0 m). Report of LUKOIL-VolgogradNIPImorneft Ltd.; Manager- V.S. Levchenko. Volgograd, 2007-37 p.
12. Litvinov A.A., Blinov A.F. Well field investigations. - M., Nedra, 1964. – 235 p.
13. Identification of vertical rock gas permeability by the Avilovskoye field. Report of LUKOIL-VolgogradNIPImorneft Ltd. – Volgograd, 2008. – 5 p.

14. Identification of displacement factor and permeability on the Avilovskoye field. Report of LUKOIL-VolgogradNIPImorneft Ltd. – Volgograd, 2008. – 27 p.
15. Mischenko I.T. Calculations during oil recovery. – M.: Nedra, 1989. – 245 p.
16. Reference book on oil-field geology. Under reduction of N.Ye. Bykova, A.Ya. Fursova, M.I. Maksimova. – M.: Nedra, 1981. – 525 p.
- Gavura V. E. Geology and development of oil and gas fields. - M.: VNIOENG, 1995. – 496 p.
18. Anisimov K.P., Chyerny S.Ya., Yakunin I.Ya. and other. Volgograd oil-gas pools development efficiency.// Oil industry. – 1986. - № 4.
19. Prediction on RF social-economic development for 2008, prediction parameters for the period up to 2010 and limit price level (tariff) for the production (service) of individuals of natural monopoly. RF ministry of economic development and trade. - Moscow, April of 2007.
20. Federal service order concerning tariffs № 403-э/1 of December 4, 2007 «Wholesale prices for gas produced by Gazprom and its control persons».
21. RF Government Decree of 01.01.2002 № 1 about «Classification of Main Assets Included into Depreciation Groups» edition as of 18.11.2006 N 697.
22. Federal Law about «RF Tax Code» of 05.08.2000. № 117-FL (edition of 04.12.2007, with reduction and amendment as of 05.01.2008).
23. RF law № 5003-1 «Customs tariff» of 21.05.1993 (edition of 03.12.2007).
24. Federal Law «Tariff for obligatory social insurance from accidents in production and from occupational diseases for the 2008 year and for planned period of 2009 and 2010 years» as of 21.07.2007 № 186-FL.
25. Korzhenevsky A.G., Korzhenevsky A.A. New technological methods for geophysical investigations of horizontal wells. Digest.: development of oil fields with horizontal wells – M.: New knowledge, 1998. – p.185-189.
26. Korzhenevsky A.G., Dubovsky V.S. and other. Investigation of horizontal well through annular space.- Oil industry, 2003, № 8. - p. 65-67.
27. Abdrakhmanov G.S., Yusupov I.G. and other. Isolation of water production zones in directional and horizontal wells. – Oil industry, 2003, № 2 -pp. 44-46.

28. Recovery, tie-in, storage, movement and core and soil of oil-and-gas wells complex investigation order (WD-0147716-505-85). VNII oil-field geophysics, 1986.
29. Identification of factor of oil displacement with formation gas in Avilovskoye field. Report of LUKOIL-VolgogradNIPIneft Ltd. – Volgograd, 2008. – 20 p.
30. Test Instructions on Geophysical Well Survey and Well-Logging Cable Operations» WD 153-39.0-072-01, Minenergo RF. - M., 2001 г. – 168 p.
31. Regulations concerning geophysical survey and operations in oil and gas wells. M.: MNR RF, Mintopenenergo RF, 1999 , 67 p.